

TAMPEREEN YLIOPISTO  
Johtamiskorkeakoulu

Kotitalouksien aurinkosähkön kannattavuus Suomessa –  
mahdolliset tukivaihtoehdot ja niiden kustannukset

Taloustiede  
Pro gradu -tutkielma  
Kesäkuu 2015  
Ohjaaja: Hannu Laurila  
Matti Kahola

# Tiivistelmä

Tampereen yliopisto

Johtamiskorkeakoulu

KAHOLA, MATTI: Kotitalouksien aurinkosähkön kannattavuus Suomessa – mahdolliset tukivaihtoehdot ja niiden kustannukset

Pro gradu -tutkielma: 90 sivua, 6 liitesivua

Taloustiede

Kesäkuu 2015

Avainsanat: aurinkosähkö, aurinkoenergia, uusiutuva energia, syöttötariffi, tuotantotariffi, nettolaskutus, energiapolitiikka

---

Suomen ilmastostrategiassa määritellään pitkän aikavälin ilmastotavoitteeksi vähentää Suomen kasvihuonepäästöjä 80 % vuoden 1990 tasosta vuoteen 2050 mennessä. Jotta asetettu päästötavoite voitaisiin saavuttaa, tulisi Työ- ja elinkeinoministeriön arvion mukaan energiantuotannon päästöjen olla vuonna 2050 lähellä nolla-tasoa. Tämä tulee vaatimaan uusiutuvan energian tuotannon valtaisa kasvua. Suomessa tähän tarpeeseen on pyritty vastaamaan ydinvoiman, tuulivoiman ja erilaisten biopolttoaineiden käyttöä lisäämällä. Kuitenkin globaalisti aurinkosähköä on pidetty lupaavimpana uusiutuvan energian tuotantomuotona. Pohjoisesta sijainnistaan huolimatta Etelä-Suomen vuotuinen säteily määrä on verrannollinen moneen aurinkosähköä laajalti hyödyntävään alueeseen, kuten Belgiaan tai Pohjois-Saksaan.

Julkisessa keskustelussa onkin usein peräänkuulutettu valtiolta toimia aurinkosähkön tukemiseksi, jotta myös suomalaiset kotitaloudet pääsisivät osaksi aurinkosähkömarkkinoita. Tutkielmassa tarkastellaankin kotitalouksien pienaurinkosähkön kannattavuutta Suomessa mallintamalla Etelä-Suomeen sijoitettuja hypoteettisia 2, 3 ja 5 kWp aurinkosähköjärjestelmiä. Analyysin avulla määritellään pienaurinkosähkön nykyinen kannattavuus ja arvioidaan mikä olisi vaadittu minimaalinen tukitaso eri tukijärjestelmiä hyödynnettäessä. Arvioitavia tukivaihtoehtoja ovat investointituki, syöttö- ja tuotantotariffit ja nettolaskutus.

Tutkimustulosten perusteella kotitalouksien pienaurinkosähkö on kaukana kannattavuudesta ilman valtion tukitoimenpiteitä. Alan tutkimuskirjallisuuden ja muiden maiden kokemusten perusteella investointituki vaikuttaisi soveltuvan parhaiten Suomen olosuhteisiin. Kun aurinkosähkön avulla saavutettujen päästövähennysten yhteiskunnallinen arvo huomioidaan, voidaan kotitalouksien pienaurinkosähkön tukemista pitää perusteltuna. Tähän arvioon liittyy kuitenkin merkittävää epävarmuutta ja pienaurinkosähkön tukemisen kokonaishyvinvointivaikutusten arviointi vaatisi lisätutkimusta. Kotitalouksien aurinkosähköä ei tulisi sulkea pois teknologiavaihtoehtojen joukosta, mutta samaan aikaan monet julkisuudessa esitetyt aurinkosähkömyönteiset näkemykset vaikuttavat tutkimustulosten valossa yltiöoptimistisilta.

# Kiitokset

Haluaisin kiittää kaikkia niitä henkilöitä, jotka ovat avustaneet ja tukeneet minua tämän tutkimuksen aikana. Erityiskiitokset haluan esittää Ilmatieteen laitoksen Anders Lindforsille ja Reijo Hyvöselle Östersundomin säteilydatan tarjoamisesta ja sen muuntamisesta käyttö-tarkoituksiini sopivaksi. Haluan myös kiittää ohjaajani Hannu Laurilaa hänen antamastaan erittäin rakentavasta palautteesta ja ohjauksesta. Lopuksi haluan vielä esittää kiitollisuuteni puolisolleni Maijalle hänen läpi tutkimusprosessin tarjoamastaan tuesta.

# Sisällysluettelo

Tiivistelmä . . . . .	ii
Kiitokset . . . . .	iii
Sisällysluettelo . . . . .	iv
Taulukot . . . . .	vi
Kuviot . . . . .	vii
Lyhenteet . . . . .	viii
<b>1 Johdanto</b>	<b>1</b>
<b>2 Tutkimuksen viitekehys</b>	<b>3</b>
2.1 Päästövähennysten välttämättömyys . . . . .	3
2.2 Suomen rooli ilmastomuutoksen hillinnässä . . . . .	5
2.3 Energiantuotanto Suomessa . . . . .	8
2.4 Miksi aurinkosähköä? . . . . .	12
2.5 Tutkimuksen taustaoletukset, tavoitteet ja raja- aus . . . . .	15
<b>3 Sähkömarkkinat ja aurinkosähkön tukivaihtoehdot</b>	<b>17</b>
3.1 Aurinkosähkön käyttö ja potentiaali Suomessa . . . . .	17
3.2 Sähkömarkkinat ja uusiutuva energia . . . . .	22
3.3 Aurinkoenergian tukivaihtoehdot . . . . .	27
3.3.1 Investointituki . . . . .	28
3.3.2 Tuotanto- ja syöttötariffit . . . . .	32
3.3.3 Nettolaskutusmalli . . . . .	35
3.4 Kokemuksia aurinkosähkön pientuotannon tukimalleista . . . . .	37
3.4.1 Syöttötariffi Saksassa . . . . .	37
3.4.2 Tuotantotariffi Iso-Britanniassa . . . . .	41
3.4.3 Nettolaskutus Yhdysvalloissa ja Euroopassa . . . . .	45
3.4.4 Investointituki Ruotsissa . . . . .	47
<b>4 Pienaurinkosähkön kannattavuus Suomessa</b>	<b>48</b>
4.1 Metodologia . . . . .	48
4.1.1 Tuotantopotentiaalin määrittäminen . . . . .	48
4.1.2 Aurinkosähköjärjestelmien tekniset oletukset ja sähkön loppukäyttö	50
4.1.3 Investointikustannukset . . . . .	52
4.1.4 Taloudelliset oletukset . . . . .	54
4.1.5 Tukivaihtoehtojen mallintaminen . . . . .	55
4.1.6 Päästövähennyksen arvon mallintaminen . . . . .	56

4.2	Aurinkosähkön kannattavuus Etelä-Suomessa ilman tukia . . . . .	58
4.3	Tukivaihtoehtojen vertailu mallinnuksen perusteella . . . . .	59
4.3.1	Investointituki . . . . .	59
4.3.2	Syöttö- ja tuotantotariffi . . . . .	60
4.3.3	Nettolaskutusmalli . . . . .	61
4.4	Sähkön hintakehityksen huomioiminen . . . . .	62
4.5	Järjestelmien yksikköhinnan mahdollinen lasku . . . . .	64
4.6	Päästövähennyksen määrä ja rahallinen arvo . . . . .	65
<b>5</b>	<b>Pohdinta</b>	<b>67</b>
5.1	Retoriikka ja todellisuus . . . . .	67
5.2	Tukivaihtoehtojen soveltuvuus Suomessa . . . . .	70
5.3	Jatkotutkimuksen kannalta keskeiset kysymykset . . . . .	74
<b>6</b>	<b>Johtopäätökset</b>	<b>76</b>
	<b>Lähteet</b>	<b>ix</b>
	<b>Liitteet</b>	<b>xxii</b>
	I Kassavirtalaskelma, 2 kWp järjestelmä . . . . .	xxii
	II Kassavirtalaskelma, 3 kWp järjestelmä . . . . .	xxiv
	III Kassavirtalaskelma, 5 kWp järjestelmä . . . . .	xxvi

# Taulukot

2.1	EU:n ja Suomen päästövähennystavoitteet . . . . .	6
2.2	Ilmastotavoitteiden mukainen vuotuinen päästövähennysvaatimus 2020–2050	8
2.3	Keskimääräinen aurinkosähkön tuotanto eri kaupungeissa . . . . .	13
3.1	Aurinkosähkökapasiteetti valituissa Pohjois- ja Länsi-Euroopan maissa . . .	17
3.2	Uusiutuvan energian tukistrategiat . . . . .	27
4.1	Tuotantopotentiaalin määrittelyssä käytetyt oletukset . . . . .	49
4.2	Aurinkosähköjärjestelmien tekniset oletukset . . . . .	50
4.3	Aurinkosähköjärjestelmien investointikustannukset . . . . .	52
4.4	Invertterin korvausinvestointi . . . . .	53
4.5	Investointilaskelmassa käytetyt taloudelliset oletukset . . . . .	54
4.6	Tukimuotojen mallintamisessa käytetyt oletukset . . . . .	55
4.7	Sähköntuotannon päästökertoimet . . . . .	56
4.8	Kassavirta-analyysin tulokset ilman tukia . . . . .	58
4.9	Nykyinen investointituki ja vaadittu tukitaso . . . . .	59
4.10	Syöttö- ja tuotantotariffin vaadittu tukitaso . . . . .	60
4.11	Nettolaskutus ja investointien kannattavuus . . . . .	62
4.12	Sähkön hinnan nousu ja investointien efektiivinen korko . . . . .	64
4.13	Aurinkosähköjärjestelmien hinnan lasku ja 2 kWp järjestelmän nettonykyarvo	65
4.14	Päästövähennys per kWp . . . . .	65
4.15	Päästövähennyksen yhteiskunnallinen arvo . . . . .	66

# Kuviot

2.1	Ilmakehän hiilidioksidipitoisuus . . . . .	4
2.2	Maailman kasvihuonepäästöjen jakautuminen . . . . .	5
2.3	Suomen kasvihuonekaasupäästöt sektoreittain . . . . .	7
2.4	Sähköntuotanto energialähteittäin 2013 . . . . .	9
2.5	Kaukolämmön tuotanto energialähteittäin 2013 . . . . .	10
2.6	Teollisuuslämmön tuotanto energialähteittäin 2013 . . . . .	11
2.7	Maailman kumulatiivinen aurinkokennosähkökapasiteetti . . . . .	12
3.1	Aurinkosähkön potentiaali Euroopassa . . . . .	18
3.2	Optimaalisessa kulmassa etelään suunnatun paneelin arvioitu kuukausituotanto	19
3.3	Aurinkoenergian tuotannon ja sähkön kysynnän kohtaanto Heinäkuussa . .	21
3.4	Sähkömarkkinoiden meriittijärjestys . . . . .	24
3.5	Aurinkoenergian vaikutus sähkömarkkinoihin . . . . .	25
3.6	Aurinkoenergia ja syrjäytynyt perusvoiman tuotanto . . . . .	26
3.7	Aurinkosähkön investointituen vaikutus sähkömarkkinoihin . . . . .	29
3.8	Aurinkosähkön tarjonnan kasvu ja tuottajan ylijäämä . . . . .	30
3.9	Valtion maksaman tuotantotariffin vaikutus sähkömarkkinoille . . . . .	33
3.10	Tariffijärjestelmä ja tuottajien ylijäämä . . . . .	34
3.11	Saksan syöttötariffin ja aurinkosähkökapasiteetin kehitys . . . . .	38
3.12	Britannian tuotantotariffin kehitys ja aurinkosähkön asennusmäärät . . . . .	43
4.1	Kuluttajahintaindeksi ja sähkön hinta . . . . .	63

# Lyhenteet

**CO<sub>2</sub>e** Hiilidioksidiekvivalentti

**EU ETS** Euroopan päästökauppajärjestelmä

**Gt** Gigatonni

**GWp** Nimellisteho gigawatteina

**IEA** Kansainvälinen energiajärjestö

**IMF** Kansainvälinen valuuttarahasto

**IPCC** Hallitustenvälinen ilmastonmuutospaneeli

**kWh** Kilowattitunti

**kWp** Nimellisteho kilowatteina

**MWh** Megawattitunti

**MWp** Nimellisteho megawatteina

**ppm** Miljoonasosa

**PVGIS** PVGIS-järjestelmä

**TEM** Työ- ja elinkeinoministeriö

**VTT** Teknologian tutkimuskeskus

**Wp** Nimellisteho watteina



# 1 Johdanto

Mediassa käytävää julkista keskustelua seurattaessa ei voi välttyä otsikoilta ja kannanotoilta, joissa ennustetaan tulevaa uusiutuvaan energiaan pohjautuvaa "vihreää vallankumousta". Muun muassa arvostettu talouslehti Bloomberg julkisti huhtikuussa, kuinka fossiiliset polttoaineet ovat nyt lopullisesti hävinneet kilpailun uusiutuvalle energialle. Tämä fossiilisten polttoaineiden lopun alku perustuu siihen havaintoon, että vuonna 2013 ensimmäistä kertaa maailman historiassa uusiutuvan energian kapasiteetin lisäys oli suurempaa kuin fossiilisen kapasiteetin. Kansainvälinen energiajärjestö (IEA) ennusti tutkimuksessaan, että yksin aurinkosähkö voisi tuottaa vuoteen 2050 mennessä 16 % maailman sähköstä ollen näin suurin yksittäinen tuotantomuoto. Maailmalta kantautuva viesti on selvä: aurinkosähkö on tulevaisuuden tuotantotapa.

Yksi tämän "vihreän vallankumouksen" kantavista voimista on huoli ympäristön ja ilmaston tilasta. Jotta voitaisiin saavuttaa kansainvälisen yhteisön tavoite enintään 2 °C ilmaston lämpenemisestä, tulisi globaalien kasvihuonepäästöjen laskea lyhyessä ajassa ennennäkemätöntä vauhtia. Hallitustenvälisen ilmastomuutospaneelin (IPCC) arvion mukaan vuonna 2050 globaalien kasvihuonepäästöjen tulisi laskea 40–70 % vuoden 2010 tasosta. Tässä massiivisessa urakassa energiantuotannolla on kriittinen rooli, sillä se vastaa noin neljäsosasta maailman kasvihuonepäästöistä ja IPCC:n arvioiden mukaan ilman lisätoimia energiantuotannon päästöt tulevat lähes kaksinkertaistumaan vuoteen 2050 mennessä. IPCC:n päästövähennysmalleissa nopeimmat muutokset vaaditaankin nimenomaan sähköntuotannossa.

Ilmastomuutoksen torjunta tulee vaatimaan lähes täydellistä energiajärjestelmän muutosta myös Suomessa. Julkisessa keskustelussa onkin usein peräänkuulutettu valtiolta toimia myös aurinkosähkön tukemiseksi. Muun muassa Aalto-yliopiston professori Peter Lund ja Lappeenrannan yliopiston professori Jero Ahola ovat esittäneet tällaisia puheenvuoroja. Lundin mukaan ollaan jo siinä pisteessä, että "myös Suomessa aurinkosähkö on nyt kilpailukyistä ilman isoa julkista tukea" (Toivonen, 2015). Myös energiayhtiöt ovat tehneet esiintuloja aurinkosähkön puolesta ja esimerkiksi Helsingin Energia rakensi Suvilahteen Suomen suurimman aurinkosähkövoimalan. Voimalasta oli mahdollista ostaa oma nimikkopaneeli ja kaikki paneelit myytiin muutamassa päivässä. Kyseessä ei kuitenkaan ole kannattava investointi vaan aurinkosähkön tuoton jälkeen kustannukseksi jää Helsingin Energian arvion mukaan noin 3,4 €/kk per ostettu paneeli (Helsingin Energia, 2015). Suuren suosion vuoksi Helsingin Energia on jo rakentamassa uutta aurinkovoimalaa Helsingin Kivikkoon.

Kansalaisten huoli ilmaston tilasta on havaittavissa myös SITRAn teettämässä ilmastobarometrissa. Kyselyyn vastanneista kaksi kolmasosaa oli sitä mieltä, että uusiutuvan energian, kuten aurinko- ja tuulivoiman sekä biopolttoaineiden, käyttöä tulisi lisätä Suomessa, vaiko-

ka se nostaisi energian hintaa (SITRA, 2015). Vaikuttaisikin siltä, että yksityinen kiinnostus aurinkosähköä kohtaan on vahvaa. Euroopassa ja muualla maailmalla kotitalouksien rooli aurinkosähköninvestoinneissa onkin ollut merkittävä. Monessa vuotuiselta säteilymäärältään Suomen kaltaisessa Euroopan maassa aurinkosähkö on yleinen näky pientalojen katoilla, mutta Suomessa pientalojen aurinkosähkölaitteet ovat vielä erittäin harvinaisia. Yksin tämä seikka viittaisi pienaurinkosähkön olevan tällä hetkellä Suomessa kannattamatonta. Tässä tutkimuksessa haluttiinkin selvittää kuinka lähellä kannattavuutta kotitalouksien pienaurinkosähkölaitteet ovat Suomessa ja millaisia tukitoimia vaadittaisiin kannattavuuden saavuttamiseksi.

Tämän analyysin suorittamiseksi tutkimuksessa mallinnetaan hypoteettisia 2, 3 ja 5 kWp aurinkosähkölaitteita, jotka oletetaan sijoitettavan Etelä-Suomessa sijaitsevalle ihanteellisesti suunnatulle ja kaltevuudeltaan optimaalille omakotitalon katolle. Tuotantomäärän arvioinnissa hyödynnetään Ilmatieteen laitoksen Östersundomissa suorittamia säteilymittauksia, jotka on muunnettu 40 asteen kaltevuuteen. Erikokoisille pienaurinkosähkölaitteille suoritettu kannattavuuslaskelma antaa erittäin hyvän yleiskuvan teknologian nykyisestä kannattavuudesta Suomessa. Tässä analyysin pääpaino on erilaisten tukijärjestelmien tarkastelussa. Kannattavuuslaskelmissa tarkasteltiin investointituen, syöttö- ja tuotantotariffin ja nettolaskutuksen vaikutusta kannattavuuteen ja vaadittuja minimi tukitasoja kullekin tukijärjestelmälle. Tämän lisäksi tutkimuksessa on arvioitu kannattavuuden tulevaisuuden näkymiä hyödyntäen aurinkoteknologian hintakehityssennusteita. Analyysissä on myös pyritty huomioimaan pienaurinkosähkön avulla saavutettua päästövähennystä ja tämän yhteiskunnallista arvoa.

Lopuksi tutkimuksessa pyritään heijastelemaan kannattavuuslaskelman tuloksia luvussa 3 tarkasteltuun sähkömarkkinoiden ja tukivaihtoehtojen teoriaan ja muissa maissa aurinkosähköstä saatuihin käytännön kokemuksiin. Tämän tarkastelun pyrkimyksenä on vertailla eri tukivaihtoehtojen soveltuvuutta Suomen tilanteeseen ja pohtia kotitalouksien aurinkosähkön roolia suomalaisessa energiapolitiikassa. Tämän lisäksi tarkastellaan vielä jatkotutkimuksen kannalta mielenkiintoisia kysymyksiä.

## 2 Tutkimuksen viitekehys

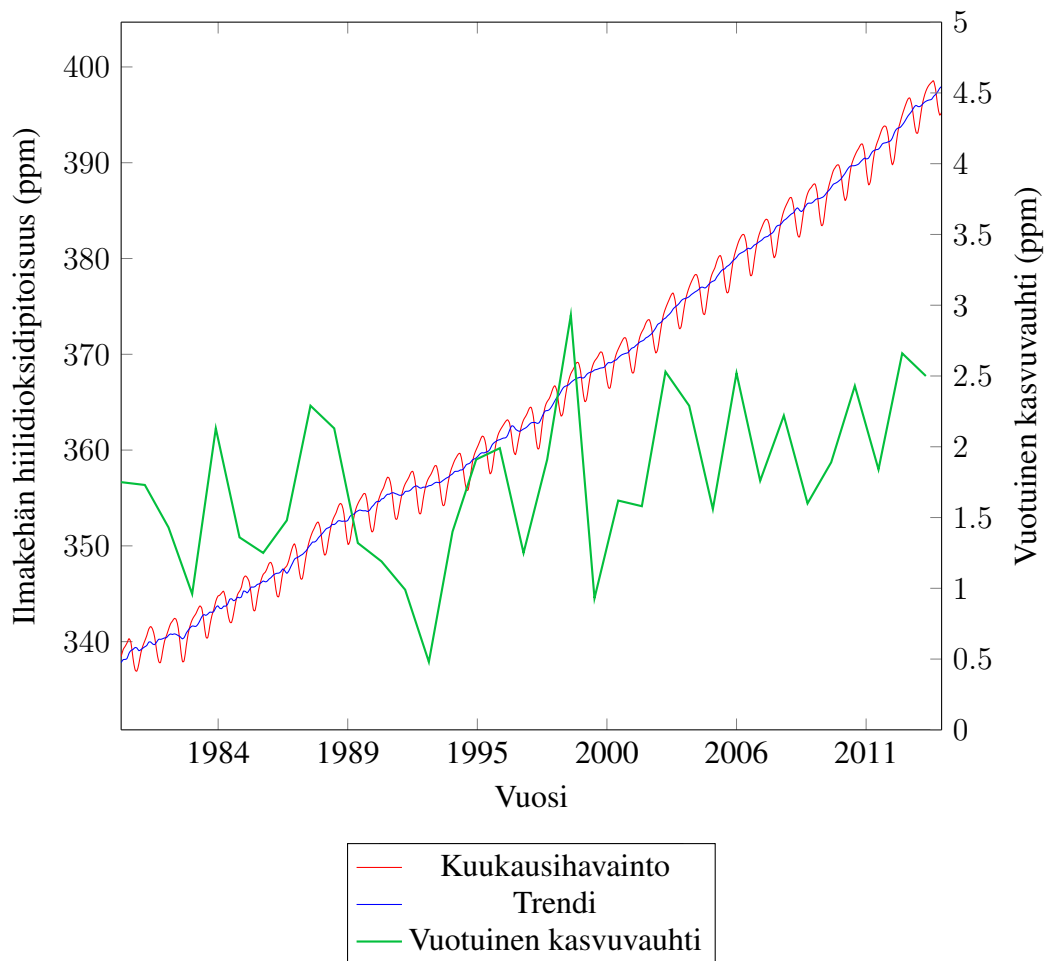
### 2.1 Päästövähennysten välttämättömyys

Ilmastotieteessä on jo pitkään vallinnut konsensus, jonka mukaan ihmisten toimet ovat merkittävästi vaikuttaneet ilmastojärjestelmään. Viimeisimmässä hallitustenvälisen ilmastonmuutospaneelin (IPCC) raportissa todetaan, että ilmakehän kasvihuonekaasupitoisuudet eivät ole olleet näin korkeat vähintään 800 000 vuoteen (IPCC, 2013b). Hiilidioksidipitoisuudet ovat nousseet 40 % esiteollisesta ajasta ja tämän muutoksen pääajurina on fossiilisten polttoaineiden kulutus (IPCC, 2013b). IPCC:n baselineskenaario arvioi, että alailmakehän lämpötila tulee olemaan 3,7–4,8 °C korkeampi vuonna 2100 kuin esiteollisena aikana, jos toimiin ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi ei ryhdytä (IPCC, 2014). Jo noin 3 °C lämpenemisen uskotaan vaarantavan monia tärkeitä ekosysteemin tarjoamia hyödykkeitä ja palveluita (IPCC, 2013a). Tiedeyhteisö on myös vakuuttunut, että ilmastonmuutoksen kokonaistaloudelliset vahingot tulevat kiihtymään lämpötilan nousun myötä (IPCC, 2013a).

Näiden vaikutusten hillitsemiseksi globaalien kasvihuonepäästöjen tulisi vähentyä radikaalisti tulevien vuosikymmenien aikana. Jo 1990-luvulta lähtien yli 2 °C lämpenemistä on pidetty vaarallisen ilmastonmuutoksen rajana ja se on säilynyt kansainvälisen yhteisön tavoitteena (Randalls, 2010). Esimerkiksi vuonna 2009 pidetyn ilmastokokouksen yhteydessä 114 maan allekirjoittamassa niin sanotun Kööpenhaminan sopimuksessa (Copenhagen Accord) 2 °C tavoite on keskiössä (United Nations, 2010). IPCC:n mukaan 2 °C tavoitteen saavuttaminen vaatii todennäköisesti ilmakehän kasvihuonekaasupitoisuuden vakauttamista noin 450 ppm CO<sub>2</sub>e<sup>1</sup>. Tarkastelemalla kuviossa 2.1 esitettyä ilmakehän hiilidioksidipitoisuuden historiallista kehitystä, on selvää ettei näitä tavoitteita tulla saavuttamaan ilman huomattavaa muutosta maailman kasvihuonepäästöissä.

---

<sup>1</sup>CO<sub>2</sub>e on lyhenne käsitteestä hiilidioksidiekvivalentti. Hiilidioksidiekvivalentilla tarkoitetaan, että kaikkien muiden kasvihuonekaasujen vaikutus on muunnettu vastaamaan hiilidioksidin ilmastovaikutusta, jolloin saadaan yksi suure osoittamaan ihmisen aiheuttamaa kokonaisilmastovaikutusta.

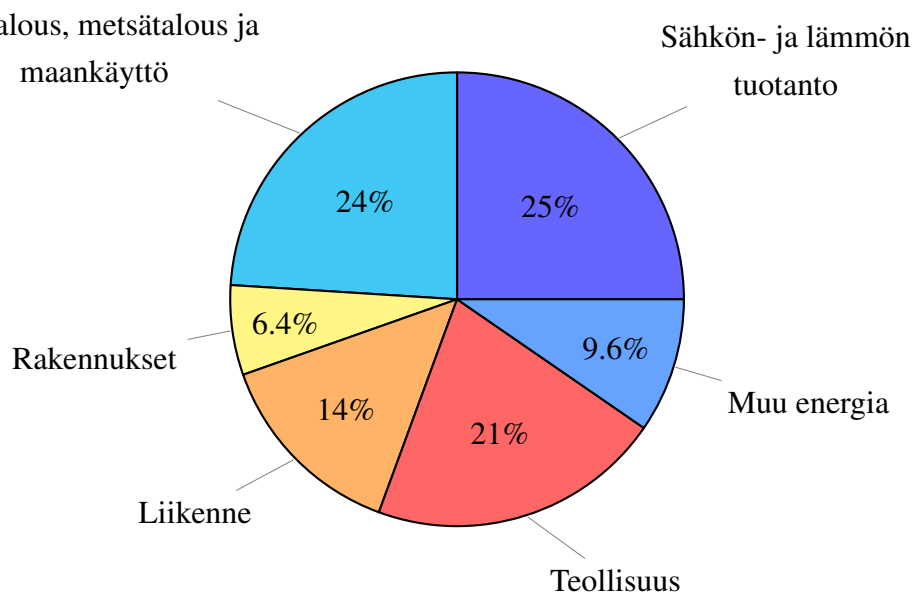


**Kuvio 2.1:** Ilmakehän hiilidioksidipitoisuus.  
Lähde: Pieter & Keeling (2014)

Kuviosta nähdään, että ilmakehän hiilidioksidipitoisuus on kasvanut merkittävästi viimeisen 35 vuoden aikana. Punaiset kuukausihavainnot vaihtelevat vuosittain vuodenaikojen mukaan, mutta sinisen janan osoittama trendi on selvästi nouseva. Vihreän janan osoittamassa vuosittaisessa kasvuvauhdissa ei ole tapahtunut merkittävää muutosta tarkastellulla periodilla ja ilmakehän hiilidioksidipitoisuus on kasvanut keskimäärin noin 1,8 ppm vuosittain. Kun pidättäydytään tiukassa 450 ppm CO<sub>2</sub>e tavoitteessa, tulisi IPCC-skenaarioiden mukaan vuonna 2050 globaalien kasvihuonepäästöjen olla 40–70 % pienemmät kuin vuonna 2010. Jos pitoisuuden rajaa nostetaan 500 ppm, olisi vuonna 2050 vaadittu päästövähennys yhä 25–55 % vuoden 2010 tasosta. (IPCC, 2014)

Tämänhetkisten ennusteiden mukaan näin merkittäviä päästövähennyksiä ei tulla saavuttamaan ilman poliittisia päätöksiä, joilla aggressiivisesti tuetaan vähähiilistä teknologiaa. Sternin ilmastoraportissa huomautetaan, että yli 1 % vuotuisia päästövähennyksiä on koettu vain lamojen ja muiden taloudellisten kriisien yhteydessä (Stern, 2007). Kuitenkin jo IPCC:n löy-

hempi 500 ppm tavoite vaatisi tällä hetkellä noin 0,9–2,22 % vuotuista päästövähennystä. Jos pidättäydytään tiukassa 2 °C tavoitteessa, tulisi päästöjen vähentyä globaalisti jo noin 6 % vuosivauhtia (PwC, 2014).



**Kuvio 2.2:** Maailman kasvihuonepäästöjen jakautuminen.  
Lähde: Intergovernmental Panel on Climate Change (2014)

Kuten kuviosta 2.2 nähdään, tällä hetkellä energiantuotanto on suurin yksittäinen päästölähde ja vastaa noin neljäsosaa maailman kasvihuonepäästöistä. IPCC arvioi, että ilman lisätoimia energiantuotannon päästöt lähes kaksinkertaistuvat vuoteen 2050 mennessä nykyisestä 14,4 GtCO<sub>2</sub> (IPCC, 2014). Tätä taustaa vasten onkin luonnollista ottaa energian tuotannon uudistaminen ilmastomuutoksen hillinnän keskiöön. Suurimmassa osassa IPCC:n tarkastelemissa päästövähennysmalleissa (integrated modelling scenarios) päästövähennykset tapahtuvatkin nopeimmin nimenomaan sähköntuotannossa (IPCC, 2014). Mahdollinen liikenteen sähköistyminen voi korostaa sähköntuotannon roolia entisestään. Globaalin vähähiilisen energiajärjestelmän luomista voidaankin pitää ilmastomuutoksen torjunnan tärkeimpänä haasteena.

## 2.2 Suomen rooli ilmastomuutoksen hillinnässä

Suomi on omalta osaltaan sitoutunut ilmastomuutoksen torjuntaan muun muassa osana EU:n yhteisiä päästövähennystavoitteita, jotka ulottuvat vuoteen 2020 asti. Nämä EU-tason tavoitteet asettavat Suomelle 20 % päästövähennystavoitteen verrattuna vuoden 1990 päästötasoon (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013b). Tämän lisäksi Suomi on asettanut merkittävä-

ti kunnianhimoisemman 38 % tavoitteen uusiutuvan energian osuudelle loppukulutuksesta verrattuna EU:n yleiseen 20 % tavoitteeseen (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013b). Työ- ja elinkeinoministeriön (2013b) vuonna 2013 päivitetystä ilmastostrategiassa arvioidaan, että nykyiset toimenpiteet tulevat olemaan riittävät näiden tavoitteiden saavuttamiseksi. EU:n ja Suomen lyhyen aikavälin ilmastotavoitteet on esitetty taulukossa 2.1

**Taulukko 2.1:** EU:n ja Suomen päästövähennystavoitteet

<b>Tavoite vuodelle 2020</b>	<b>EU</b>	<b>Suomi</b>
<b>Kokonaispäästövähennystavoite</b>	-20 %	EU-tason tavoite
Päästökauppasektorin päästöt	-21 %	EU-tason tavoite
Päästökaupan ulkopuoliset päästöt	-10 %	-16 %
<b>Uusiutuvien energianlähteiden osuus energian loppukulutuksesta</b>	20 %	38 %
Biopolttoaineiden osuus tieliikenteen polttoaineista	10 %	20 %
<b>Energiatohokkuuden parantaminen</b>	20 %	EU-tason tavoite

Lähde: Työ- ja elinkeinoministeriö (2013b)

Taulukosta nähdään, että Suomen lyhyen tähtäimen tavoitteet ovat pitkälti linjassa EU-tason tavoitteiden kanssa. Poikkeuksena EU:n yleisestä linjasta on Suomen pyrkimys hyödyntää vahvemmin laajoja bioenergiavarantojaan. Vaikka lähitulevaisuuden tavoitteiden saavuttaminen näyttää tällä hetkellä todennäköiseltä, on suurin osa tavoitelluista pitkän tähtäimen päästövähennyksistä kuitenkin edessä vasta vuoden 2020 jälkeen.

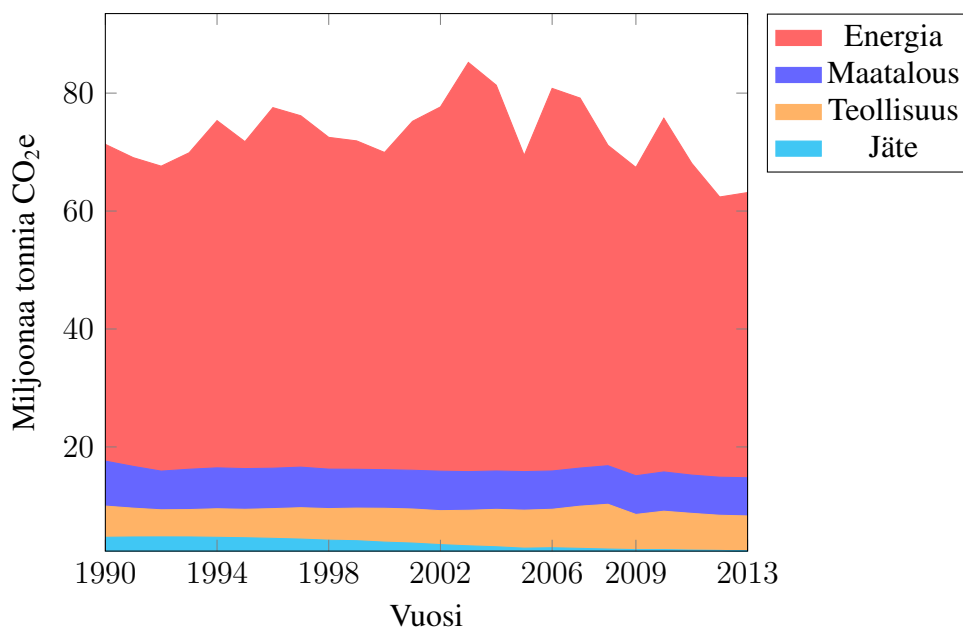
Matti Vanhasen II hallitus hyväksyi vuonna 2009 tulevaisuusselonteon ilmasto- ja energiapolitiikasta, jossa Suomi sitoutui vähintään 80 % päästövähennykseen vuoden 1990 tasosta vuoteen 2050 mennessä (Valtioneuvoston kanslia, 2009). Tämä pitkän tähtäimen tavoite on edelleen esitetty Suomen viimeisimmässä ilmastostrategiassa jossa todetaan, että "vuoden 2020 jälkeisten päästövähennystavoitteiden tulee olla linjassa ns. kahden asteen yleisen lämpenemistavoitteen kanssa" (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013b, s.14). Näin ollen Suomen asettama kansallinen tavoite on suurempi kuin jo edellä esitetty IPCC:n perusskenaarion vaatima 40–70 % päästövähennys vuoden 2010 tasosta.

On tietenkin selvää, että Suomen kokonaiskasvihuonepäästöt ovat erittäin pieni osa maailman päästöistä. Vuonna 2013 suomalaisten kasvihuonepäästöt vastasivat noin 0,16 % maailman päästöistä, kun Kiina yksinään vastasi lähes 29 % päästöistä (Oliver et al., 2014). On kuitenkin syytä huomata, että Suomen per capita päästöt olivat vuonna 2013 noin 114 % maailman keskiarvon yläpuolella, 43 % suuremmat kuin kiinalaisten ja 44 % suuremmat kuin EU-keskiarvo (Oliver et al., 2014). Jos päästövähennystavoitteet jyvitetään henkilö- ei-

kä valtiotasolla, on suomalaisten päästövähennystaakka hyvinkin merkittävä. Suora vertailu maiden välillä on toki epätarkkaa, sillä suuri osa kussakin maassa tuotetuista päästöistä päätyy vientiin ja muiden päästöjä ostetaan tuontituotteisiin sitoutuneena. Länsimaiden yleisestä luonteesta poiketen, Suomi on tutkimusten mukaan päästöjen nettoviejä, jolloin kulutusperustainen päästövähennystavoitteiden jakaminen alentaisi Suomen osuutta (Peters & Hertwich, 2008; Hertwich & Peters, 2009).

Per capita mielessä tarkasteltuna Suomen 80 % päästövähennystavoite näyttäisi kuitenkin perustellulta. Jos Suomi saavuttaisi tämän vähennystavoitteen, olisivat Tilastokeskuksen 2012 väestöennustetta hyödyntäen lasketut vuoden 2050 per capita päästöt noin 2,33 tCO<sub>2</sub>e vuodessa. Tämä on alle puolet maailman vuoden 2012 per capita päästöistä. Jos muun maailman per capita kasvihuonepäästöt vähenisivät noin 52 % samalla aikavälillä, olisi Suomen vuoden 2050 per capita päästöt maailman keskiarvotasolla.

Edellä esitetyt luvut osoittavat, että Suomen asettamat ilmastotavoitteet ovat hyvin linjassa kansainvälisen kahden asteen tavoitteen kanssa, joka edellyttää 40–70 % päästövähennyksen. Onkin selvää, että tällaisen tulevaisuuden Suomen täytyy olla esimerkiksi energiantuotannon ja yhdyskuntarakenteen osalta radikaalin erilainen. On myös selvää, että näin suuri muutos ei ole mahdollinen ilman vahvaa poliittista tahtoa ja koordinoitua laaja-alaista toimintaa.



**Kuvio 2.3:** Suomen kasvihuonekaasupäästöt sektoreittain.  
Lähde: Tilastokeskus (2014c)

Yllä olevasta kuvista 2.3 nähdään kuinka lähes 80 % Suomen kasvihuonepäästöistä on peräisin energian tuotannosta tai käytöstä. Energian tuotanto (sähkö, kaukolämpö ja öljynja-

lostus) vastaa yksinään noin kolmanneksesta Suomen päästöistä. Vuonna 2050 energiantuotannon päästöjen tulisi kuitenkin olla jo lähellä nollaa, jotta asetettu päästövähennystavoite voitaisiin saavuttaa. Työ- ja elinkeinoministeriön (2014a) julkaiseman Energia- ja ilmastotiekartta 2050 -raportin mukaan haaste on suuri, mutta tavoitteiden saavuttaminen on mahdollista.

**Taulukko 2.2:** Ilmastotavoitteiden mukainen vuotuinen päästövähennysvaatimus 2020–2050

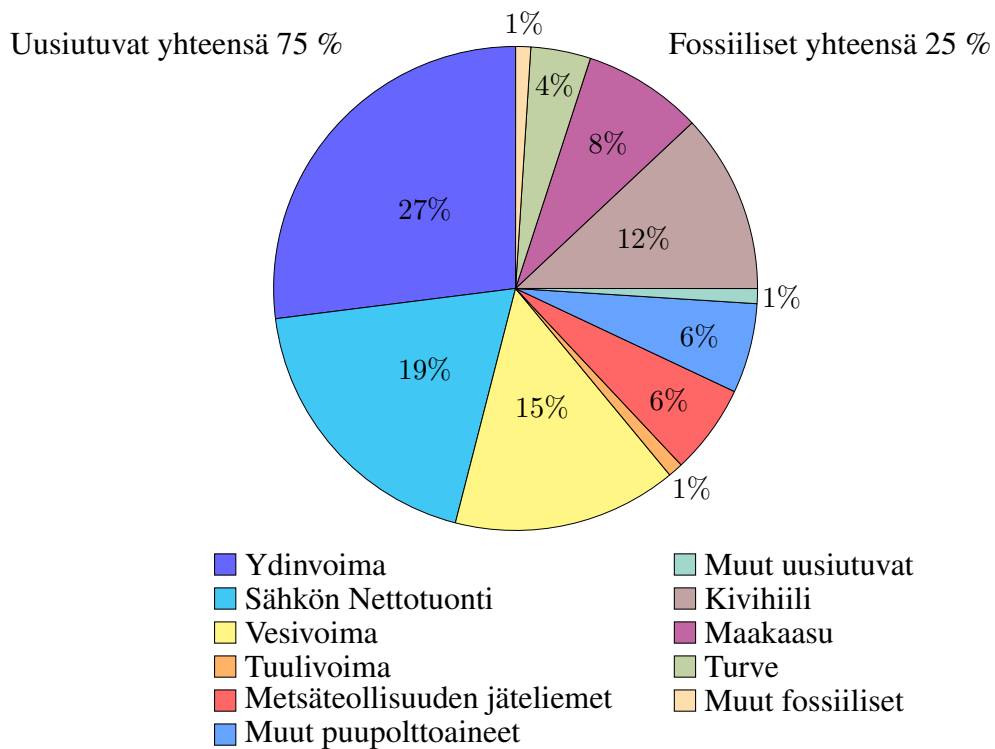
<b>Lähtötilanne</b>	<b>Vähennystavoite</b>			
	<b>80 %</b>	<b>85 %</b>	<b>90 %</b>	<b>95 %</b>
Saavutettu 20 % vähennys vuonna 2020	4,52 %	5,43 %	6,70 %	8,83 %
Saavutettu 30 % vähennys vuonna 2020	3,85 %	4,59 %	5,63 %	7,38 %

Taulukossa 2.2 on esitetty kuinka vuotuinen päästövähennystarve on riippuvainen kokonaisvähennystavoitteesta ja vuoden 2020 lähtötilanteesta. Jos Suomi pitäytyy pitkän aikavälin päästövähennystavoitteessaan, joka on 80 % lasku vuoteen 2050 mennessä, on vuotuinen päästövähennystarve noin 4,5 % vuodesta 2020 alkaen. Jos vähennystavoitetta kiristetään aina 95 % asti, tulee vuotuisen vähennyksen olla jo 8,83 %. Pienimmilläänkin vuotuinen vähennystarve on 3,85 %, joka vaatisi Suomen päästöjen putoamisen 30 % vuoteen 2020 mennessä ja vain 80 % pitkän aikavälin vähennystavoiteen. Vertailun vuoksi mainittakoon, että vuosina 2008–2012 Suomen päästövähennysten keskiarvo oli 2,32 % vuodessa. Tulevaisuudessa vähennysvauhti on siis likimain tuplattava.

## 2.3 Energiantuotanto Suomessa

Suomessa energiajärjestelmän muuntaminen vähähiiliseksi on jo aloitettu ja tällä hetkellä noin 31 % Suomessa käytetystä energiasta on uusiutuvista lähteistä (Tilastokeskus, 2014). Vaikka Suomessa on jo paljon vähähiilistä energiantuotantoa, on energiassektori edelleen maamme selvästi suurin kasvihuonekaasujen päästölähde (Tilastokeskus, 2014c).

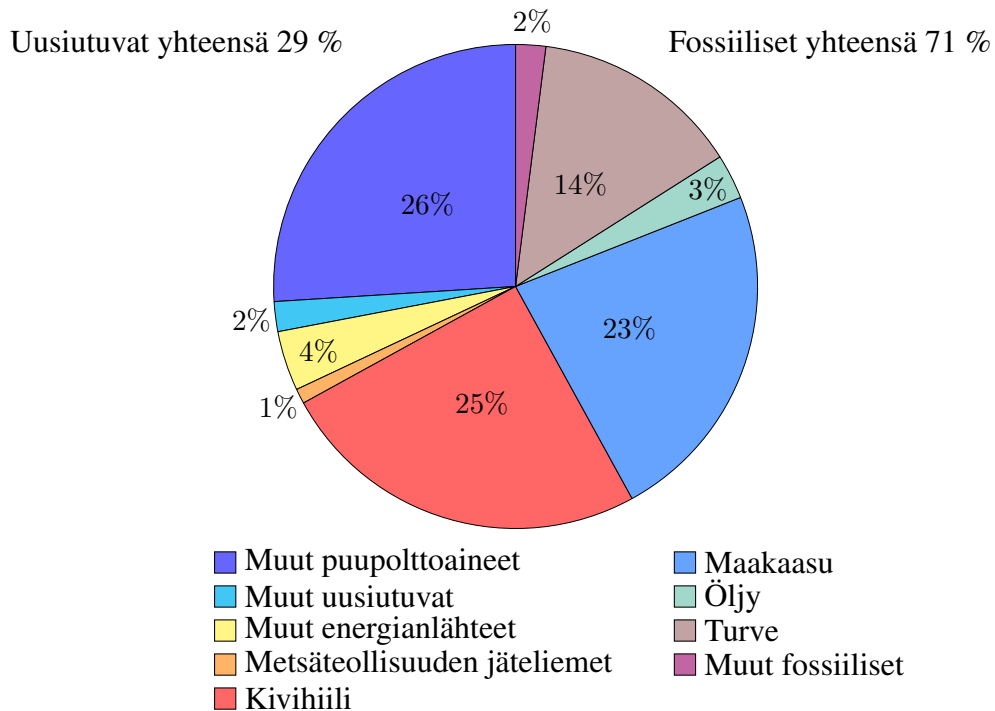




**Kuvio 2.4:** Sähkön tuotanto energialähteittäin 2013.

Lähde: Tilastokeskus (2014)

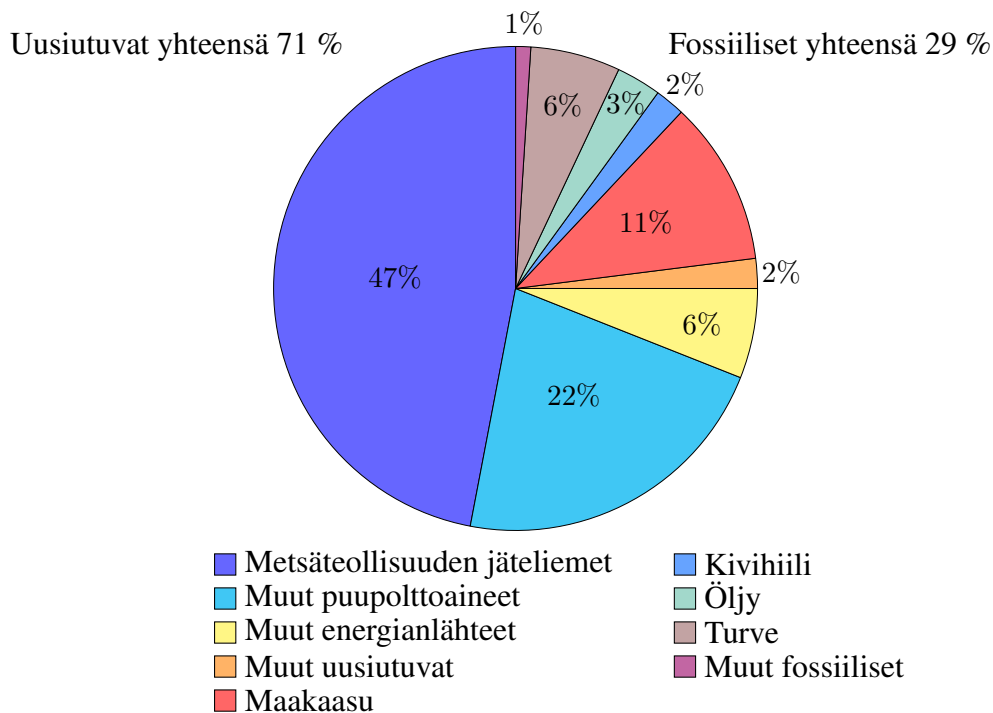
Kuvio 2.4 havainnollistaa sähkön tuotannon jakautumista energialähteittäin. Ydinvoima on selvästi merkittävin yksittäinen sähkön tuotantotapa, jonka jälkeen suurimmat ovat vesivoima ja kivihiili. Noin viidennes Suomessa käytetystä sähköstä on tuontisähköä, josta selvästi suurin osa on pohjoismaista vesivoimaa ja loput venäläistä ydinvoimaa (Tilastokeskus, 2015a). Vaikka uusiutuva energia vastaa alle kolmasosasta Suomen sähkön tuotannosta, on noin 75 % tuotannosta hiilineutraalia kun huomioidaan Suomessa tuotettu ydinsähkö ja Suomeen tuotu vesivoima. Jäljelle jäävä fossiilinen tuotanto perustuu hyvin suurelta osin kivihiilen ja maakaasun hyödyntämiseen.



**Kuvio 2.5:** Kaukolämmön tuotanto energialähteittäin 2013.  
Lähde: Tilastokeskus (2014)

Vastaavasti kuviosta 2.5 nähdään kaukolämmön tuotannon jakautuminen eri tuotantotapojen välillä. Uusiutuvalla energialla on kaukolämmössä yhtä suuri 29 % osuus kuin sähköntuotannossa, mutta loput 71 % tuotetaan fossiililla polttoaineilla. Noin neljäsosa kaukolämmöstä tuotetaan kivihiilellä ja toinen neljäsosa maakaasun avulla. Myös turpeella on edelleen merkittävä rooli Suomen kaukolämmöntuotannossa. Ero sähkön ja kaukolämmön tuotannossa on erittäin merkittävä ja vähähiilisen energiajärjestelmän näkökulmasta haaste kaukolämmön osalta on huomattavasti suurempi.

Sen sijaan teollisen lämmöntuotannon osalta tilanne on huomattavasti valoisampi. Uusiutuvan energian osuus teollisuuslämmöstä on 71 %, josta lähes kaikki koostuu metsäteollisuuden jäteliemistä ja puupolttoaineista saatuun energiaan. Maakaasun ja turpeen käyttö ovat seuraaviksi eniten käytetyt teollisuuslämmön lähteet. Eri energialähteiden osuus teollisesta lämmöntuotannosta on esitetty alla kuviossa 2.6.



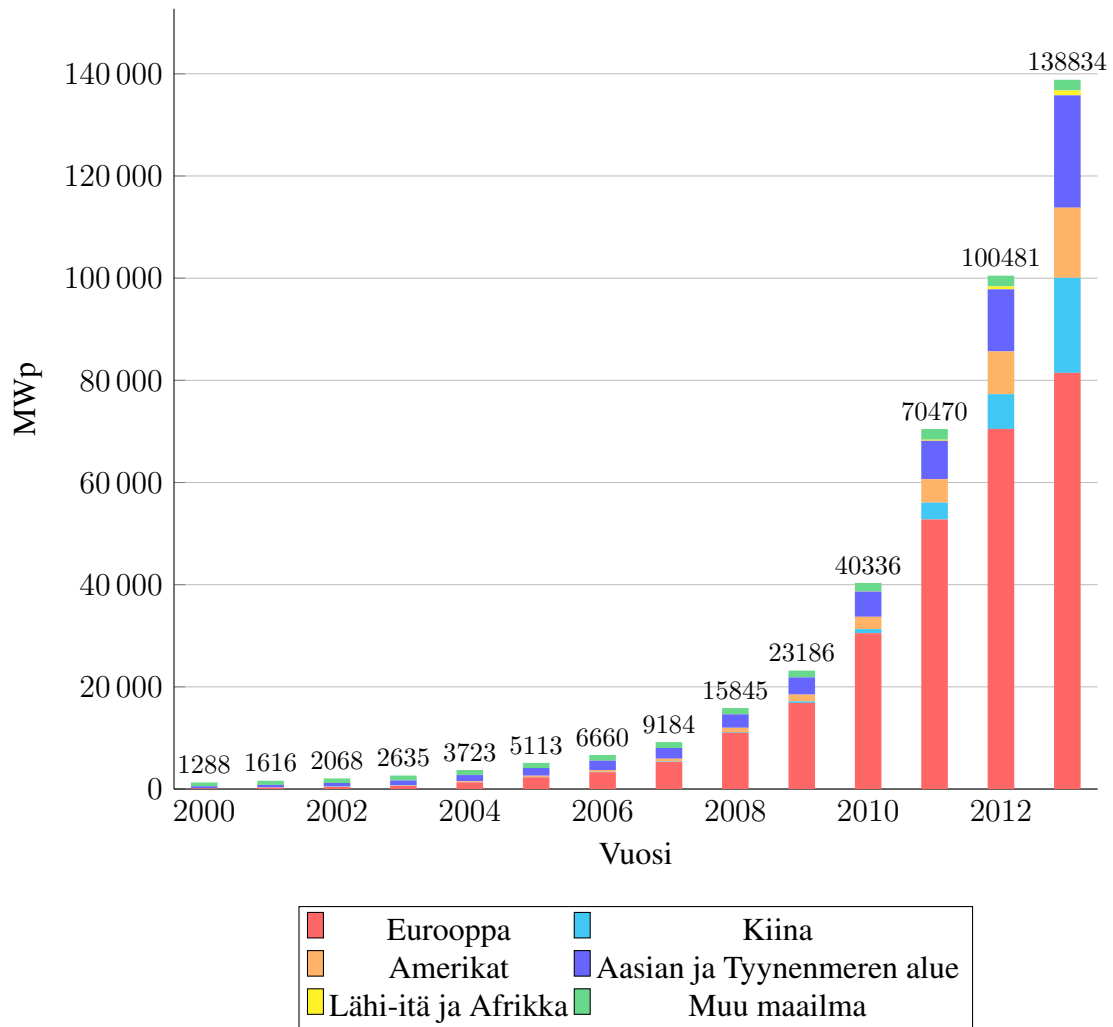
**Kuvio 2.6:** Teollisuuslämmön tuotanto energialähteittäin 2013.  
Lähde: Tilastokeskus (2014)

Edellä esitetyt kuviot 2.4–2.6 tuovat hyvin esille, kuinka Suomen sähköntuotanto on jo nyt suurilta osin vähähiilistä kun vastaavasti kaukolämpö tuotetaan edelleen pääosin fossiililla polttoaineilla. Uusiutuvan energian tuotanto-osuudet ovat yhtä suuret sähkö ja kaukolämmön tuotannossa, mutta ydinvoiman tuotanto ja sähkön tuonti vastaavat lähes puolesta Suomessa käytetystä sähköstä. Olkiluoto 3 -laitoksen valmistuttua ydinvoiman osuus Suomen sähköntuotannossa tulee entisestään kasvamaan. Teollisuuslämmön osalta uusiutuvien osuus on selvästi suurin laajan biomassojen hyödyntämisen vuoksi.

Merkittävästä uusiutuvan energian tuotannosta huolimatta, niin sähkön kuin lämmön tuotannon päästöjen huomattavaa laskua tarvitaan edelleen. VTT:n Low Carbon Finland 2050 -raportissa todetaan, että energiahuollon on käytännössä oltava lähes kokonaan päästötöntä vuoteen 2050 mennessä (Lehtilä et al., 2014). Päästöjen voimakas alentaminen sähköntuotannossa on ainakin tällä hetkellä selvästi halvempaa kuin kaukolämmön osalta. Lehtilä et al. (2014) tulevat siihen tulokseen, että suurten asutuskeskusten sähkön ja kaukolämmön yhteistuotannon pitäisi tulevaisuudessa pohjautua lähes kokonaan hiilineutraaleihin tuotantomuotoihin. Tämän todetaan olevan hankalaa niin logistisesti kuin taloudellisesti, joten kaikissa Lehtilä et al. (2014) tarkastelemissa tulevaisuusskenaarioissa kaukolämpövoiman osuus sähkön kokonaistuotannosta vähenee selvästi vuoteen 2050 mennessä.

## 2.4 Miksi aurinkosähköä?

Suomessa aurinkoenergia on maamme pohjoisen sijainnin ja laajojen biovarantojen vuoksi jäänyt hyvin vähälle huomiolle energiapolitiikassa. Kuitenkin globaalisti aurinkosähkö on yleisesti nähty lupaavimpana uusiutuvan energian tuotantomuotona. Kansainvälinen energiajärjestö (IEA) arvioi tutkimuksessaan, että aurinkosähkö voisi tuottaa vuoteen 2050 mennessä 16 % maailman sähköstä ollen näin suurin yksittäinen tuotantomuoto (IEA, 2014c). Kuvio 2.7 havainnollistaa jo nyt koettua vauhdikasta globaalia aurinkosähkökapasiteetin kasvua.



**Kuvio 2.7:** Maailman kumulatiivinen aurinkokennosähkökapasiteetti.  
Lähde: Masson et al. (2014)

Kuviosta nähdään kuinka aurinkokennojen markkinat ovat kasvaneet vauhdikkaasti erityisesti Euroopassa. Tämän kehityksen taustalla on pääosin Saksan vahva panostus aurinkosähkön tukemiseen. Aurinkosähkön hyödyntäminen on viime vuosina yleistynyt myös Sak-

san ulkopuolella muun muassa Italiassa, Espanjassa, Ranskassa, Tšokeissa, Belgiassa ja Iso-Britanniassa (Purhonen & Silventoinen, 2013). Tämän lisäksi viime vuosina kasvu on ollut merkittävää myös Euroopan ulkopuolella. Kasvuvauhti on ollut vuodesta 2010 asti laskussa, mutta oli vuonna 2013 edelleen lähes 40 %. Markkinoiden voimakas kasvu on näkynyt myös aurinkosähköpaneelien hintojen nopeana laskuna. International Renewable Energy Agency (2015) mukaan aurinkopaneelien hinnat olivat vuonna 2014 noin 75 % alhaisemmat kuin vuoden 2009 lopussa. Teknologian tutkimuskeskuksen (VTT), Lappeenrannan yliopiston ja Turun yliopiston yhteistutkimuksessa arvioitiin, että uusiutuvasta energiasta, kuten aurinkosta ja tuulesta, tulee Aasiassa halvin energiantuotantomuoto jo kymmenen vuoden sisällä (Breyer et al., 2014).

Myönteisen markkinakehityksen lisäksi Suomen tuotanto-olosuhteet ovat pohjoisesta sijainnista huolimatta yllättävän hyvät. Esimerkkejä sähkön vuotuisesta tuotosta Suomesta, Virossa ja Saksasta on koottu taulukkoon 2.3.

**Taulukko 2.3:** Keskimääräinen aurinkosähkön tuotanto eri kaupungeissa

	<b>Keskimääräinen sähköntuotanto (kWh/kWp)</b>	
	Vaakatasossa	Optimaalisessa kulmassa
Turku	732	893
Lappeenranta	699	854
Helsinki	716	864
Tallinna, Viro	733	880
Pärnu, Viro	744	888
Hampur, Saksa	736	847
Berliini, Saksa	761	877
München, Saksa	877	1010

Lähde: Purhonen & Silventoinen (2013)

Taulukosta nähdään, että Turun, Helsingin ja Lappeenrannan vuotuiset tuotantomäärät ovat pitkälti samaa tasoa Pohjois-Saksassa sijaitsevien Hampurin ja Berliinin kanssa. Verrattuna Etelä-Saksassa sijaitsevaan Müncheniin vuosituotanto on noin 10–15 % pienempi. VTT:n (Lehtilä et al., 2014) muodostamien Low Carbon Finland -skenaarioiden mukaan aurinkoa hyödyntämällä voitaisiin Suomessa vuonna 2050 tuottaa 0,2–18 TWh sähköä (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014b). Arvion erittäin suuri haara demonstroi, kuinka aurinkosäköteknologian kehitykseen liittyy paljon epävarmuutta ja, jos teknologian kehitys jatkuu suotuisana, aurinkosähköllä voi olla merkittävä rooli Suomen sähköntuotannossa.

Julkisessa keskustelussa useat tahot ovat peräänkuuluttaneet valtiolta toimenpiteitä aurinkosähkön tuotannon edistämiseksi. Muun muassa Aalto-yliopiston teknillisen fysiikan professori Peter Lund ja Lappeenrannan yliopiston professori Jero Ahola ovat puheenvuoroillaan pyrkineet lisäämään tietoisuutta aurinkoenergian merkittävästä potentiaalista ja huomauttaneet Suomen jääneen viime vuosina jälkeen globaalista kehityksestä (Hakkarainen, 2013; Heiskanen, 2015; Koskinen, 2015). Lundin mukaan Suomi on juuttunut menneeseen energiapolitiikkaan, jossa "raskas teollisuus päättää edelleen 1950-luvun mentaliteetilla" ja "kaikeksi mittarina on edelleen melkein puolueista riippumatta kilowattitunti ja sen hinta raskaalle teollisuudelle" (Nousiainen, 2014). Ahola puolestaan on ihmetellyt, "miksi aurinkoenergia on Suomessa ainut uusiutuva energialähde, jota valtio ei tue lainkaan" (Ahola, 2013). Tämän lisäksi marraskuussa 2014 WWF luovutti pääministeri Alexander Stubille yhteensä 19 organisaation<sup>2</sup> allekirjoittaman kannanoton keinoista, joilla aurinkosähköstä saataisiin kotitalouksille ja taloyhtiöille kannattavaa (WWF Suomi, 2014). Kannanotossa toivottiin valtiolta taloudellisia tukea aurinkosähkölle alentamalla aurinkopaneelien arvonlisävero 10–15%, väliaikaisesti nostamalla kotitalousvähennyksen tasoa ja luomalla järjestelmä tuntikohtaiselle nettomittaroinnille. Aurinkoenergian puolesta esitetyissä puheenvuoroissa on yhteen ääneen peräänkuulutettu valtiolta taloudellisia tukea, jotta teknologia alkaisi yleistyä myös Suomessa. Avauksissa on myös painotettu kuinka aurinkoenergia loisi Suomeen uusia työpaikkoja ja edistäisi vientiä ja talouskasvua. Usein myös huomautetaan, että Suomessa on valmiiksi olemassa merkittävää energia- ja IT-alan osaamista, joita voitaisiin hyödyntää aurinkoenergiateollisuudessa.

Nämä kehityssuuntaukset tekevät aurinkosähkön kannattavuuden ja tukivaihtoehtojen arvioinnista mielenkiintoisen tutkimuskohteen. Suomessa kotitalouksien tuottamalla aurinkosähköllä on selvästi suuri potentiaali, mutta taloudelliset tekijät ratkaisevat realisoituuko tämä potentiaali. Ottaen huomioon edellä käsiteltyjen päästövähennystavoitteiden erittäin haastavan luonteen, on luonnollista pyrkiä tarkastelemaan kaikkia mahdollisia ratkaisuvaihtoehtoja. Ennakkoluuloihin perustuen aurinkosähkön pientuotantoa ei tule sulkea pois ratkaisuvaihtoehtojen joukosta. Pienaurinkosähkö läpimurto voisi myös vaikuttaa talouteen myönteisesti luomalla uusia työpaikkoja erityisesti siihen liittyvän palvelu-, asennus- ja huoltoliiketoiminnan ansiosta (Auvinen et al., 2012). Kotimarkkinoiden kehittyminen edistäisi myös merkittävästi aurinkosähkön kanssa työskentelevän cleantech-teollisuuden laajenemismahdollisuuksia.

---

<sup>2</sup>Muun muassa Helsingin kaupunki rakennusvirasto, Omakotiliitto ja lukuisat ympäristöjärjestöt.

## 2.5 Tutkimuksen taustaoletukset, tavoitteet ja rajaus

Tässä tutkimuksessa pyritään tarkastelemaan mahdollisuutta laajentaa uusiutuvan energian tuotantoa hyödyntämällä aurinkosähköä omakotitalojen energiantuotannossa. Aurinkosähkö on tällä hetkellä maailman nopeimmin kasvava uusiutuvan energian tuotantotapa (Randall, 2015) ja samalla Suomessa hyvin vähän hyödynnetty energianlähde. Vuotuiselta säteilymäärältään Etelä-Suomi on vertailukelpoinen Pohjois-Saksaan ja Tanskaan, joissa aurinkosähkön hyödyntäminen on merkittävästi laajempaa kuin Suomessa. Näistä esimerkkimaista poiketen aurinkoenergia ei saa Suomessa minkäänlaista tuotantotukea<sup>3</sup> toisin kuin esimerkiksi tuulivoima. Mahdollisen tukijärjestelmän pääajurina toimisivat varmasti ilmastokysymykset, mutta kotimarkkinoiden luominen voisi myös edistää aurinkoenergiateollisuuden syntyä Suomeen ja tukea jo olemassa olevan energiainfrastruktuuriosaamisen vientiä. Tällä hetkellä Suomella on vahva asema bioenergiassa, mutta ala on viennin kannalta ongelmallinen, sillä sen globaali kasvupotentiaali on vaatimatonta (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013a).

Koska auringon avulla tuotettu sähkö on tällä hetkellä ja todennäköisesti vielä pitkään tulevaisuudessa selvästi kalliimpaa kuin fossiilisten polttoaineiden avulla tuotettu sähkö, pyritään tutkimuksessa huomioimaan aurinkosähkön mahdolliset ilmastohyödyt. Tutkimuksessa oletetaan myös, että kansainvälinen yhteisö pyrkii kaikin keinoin välttämään yli kahden asteen ilmastonlämpenemisen. Näin ollen tutkimuksessa oletetaan, että Suomi pitäytyy asettamissaan päästövähennystavoitteissa ja valtio pyrkii politiikkaratkaisuillaan systemaattisesti edistämään tämän tavoitteen saavuttamista. Tätä taustaa vasten on oletettavissa, että Suomi olisi kiinnostunut monien muiden Euroopan maiden tapaan aurinkosähkön pientuotannon tukemisesta.

Tutkimuksen pääpaino on aurinkosähkön taloudellisen kannattavuuden arvioinnissa kotitalouden näkökulmasta ja tutkimuksessa pyritään määrittelemään ne tukimuodot, jotka parhaiten mahdollistaisivat kotitalouksien aurinkosähkön hyödyntämisen Suomessa. Tarkastelu pohjautuu hypoteettiseen esimerkkiin eteläsuomalaisessa omakotitalossa hyödynnettävästä aurinkosähköstä ja tarkastelussa on kolme erikokoista järjestelmää. Analyysissä arvioidaan aurinkosähkön tämän hetken taloudellista kannattavuutta ja pyritään arvioimaan niitä olosuhteita, joissa aurinkosähkön hyödyntäminen olisi kotitalouksille houkuttelevaa. Tämän lisäksi tutkimuksessa arvioidaan talousteorian työkaluin eri tukijärjestelmien vaikutusta sähkömarkkinoihin ja näiden teoriapohjaisten tulosten avulla pyritään tarkastelemaan laajemmin eri tukimuotojen vaikutuksia. Jotta eri tukivaihtoehtojen kokonaiskustannustehokkuutta voitaisiin arvioida kattavasti, tulisi pystyä vastaamaan ainakin seuraaviin kysymyksiin:

---

<sup>3</sup>Epäsuorana tukimuotona aurinkoenergialle on asennustyön kotitalousvähennyskelpoisuus.

1. Onko aurinkosähkön tuotanto kannattavaa investoivalle kotitaloudelle?
2. Mikä on tuen vaikutus niille kotitalouksille, jotka eivät tuota aurinkosähköä?
3. Mikä on tuen vaikutus kotitalouksien sähkölaskuihin?
4. Mikä on tuen vaikutus energian kokonaishintaan?
5. Mitkä ovat tuen yhteiskunnalliset nettovaikutukset kun huomioidaan ulkoisvaikutukset kuten kasvihuonepäästöt?

Tutkimus keskittyy pitkälti kotitalouksien näkökulman tarkasteluun, jolloin pääpaino on selvästi kysymyksessä 1. Kysymyksiä 2–4 käsitellään kirjallisuuteen ja teoreettiseen analyysiin perustuen eivätkä ne ole osa luvussa 4 esiteltäviä numeerisia tuloksia. Nämä kysymykset ovat kuitenkin vahvasti läsnä kun tuloksien merkitystä pohditaan laajemmin luvussa 5. Ulkoisvaikutusten osalta kvantitatiivisessa tarkastelussa on otettu huomioon vain aurinkosähkön avulla saavutetun päästövähennyksen aiheuttamat positiiviset ympäristövaikutukset. Näin ollen tutkimus pyrkii vastaamaan seuraaviin kysymyksiin:

1. Mikä on kotitalouksien aurinkosähkön kannattavuus tällä hetkellä?
2. Jos tuotanto ei ole kannattavaa, mitkä olisivat ne reunaehdot, joilla investointi muuttuisi kannattavaksi?
3. Kuinka suuri on pienaurinkosähkön vaatima taloudellinen tuki eri tukivaihtoehtojilla?
4. Mikä on todennäköinen aurinkosähkön avulla saavutettu päästövähennys ja mikä on tämän mahdollisen vähennyksen vaikutus investoinnin yhteiskunnalliseen kannattavuuteen?

Tutkimuksen tavoitteena ei ole tuottaa kaikenkattavaa vertailua aurinkoenergian tukivaihtoehtojista vaan osaltaan osallistua keskusteluun kotitalouksien mahdollisuuksista olla osa tulevaisuuden energiajärjestelmää. Tutkimuksen kvantitatiivinen analyysi perustuu hypoteettiseen eteläsuomalaiseen aurinkosähköinvestointiin ja kvalitatiiviset tulokset perustuvat alan kirjallisuuteen ja kirjoittajan omaan pohdintaan.



## 3 Sähkömarkkinat ja aurinkosähkön tukivaihtoehdot

### 3.1 Aurinkosähkön käyttö ja potentiaali Suomessa

Aurinkosähkön hyödyntäminen on vielä tänä päivänä Suomessa erittäin vähäistä. Tällä hetkellä aurinkosähkön kapasiteetista ei ole olemassa tarkkaa tilastotietoa, mutta arvioiden mukaan verkkoon kytkettyjä aurinkosähkölaitteita on Suomessa muutamia satoja ja niiden yhteenlaskettu teho on noin 1–3 MW (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014b). Tämän lisäksi pääosin kesämökeillä olevia verkon ulkopuolisia aurinkosähkölaitteita arvioidaan olevan noin 40 000 (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014b). Vertailun vuoksi taulukkoon 3.1 on koottu Suomen lisäksi eri Pohjois- ja Keski-Euroopan maiden verkkoon liitetyn aurinkosähkösäätökapasiteetin määriä.

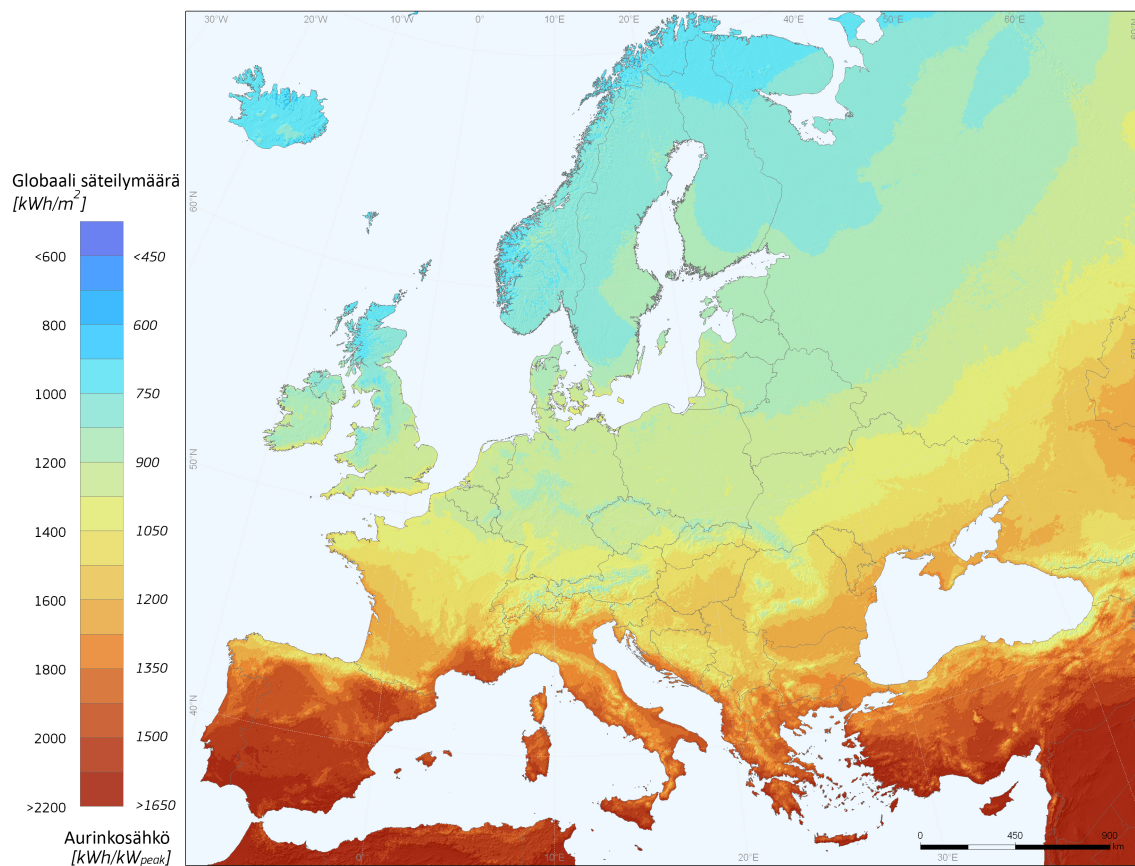
**Taulukko 3.1:** Aurinkosähkösäätökapasiteetti valituissa Pohjois- ja Länsi-Euroopan maissa

	Aurinkosähkösäätökapasiteetti (MWp)		Lähde
	Verkkoon liitetty	Wp per asukas	
Suomi	1–3	0,2–0,6	Työ- ja elinkeinoministeriö (2014b)
Latvia	1,5	0,7	Eurobserv'er (2014)
Ruotsi	69,9	7,2	Energimyndigheten (2015d)
Liettua	68,0	22,9	Eurobserv'er (2014)
Alankomaat	660,0	39,3	Eurobserv'er (2014)
Iso-Britannia	5 228	80,7	Great Britain (2015a)
Tanska	603	106,5	IEA (2014b)
Belgia	3 074	273,5	IEA (2014b)
Saksa	38 500	474,8	Fraunhofer ISE (2015)

Taulukosta nähdään selkeästi, kuinka Suomessa verkkoon kytkettyä aurinkosähköä on merkittävästi vähemmän kuin muissa pohjoismaissa (pois lukien Norja). Suomeen verrattuna Ruotsissa aurinkosähköä on osana verkkoa väkilukuun suhteutettuna 12–36 kertaa enemmän ja Tanskassa jo monta sataa kertaa enemmän kuin Suomessa. Länsi-Euroopan maista aurinkosähköä on liitettyä verkkoon merkittäviä määriä muun muassa Alankomaissa, Belgiassa ja Iso-Britanniassa. Saksa on kuitenkin edelleen niin Euroopan kuin maailman suurin aurinkosähkön hyödyntäjä. Euroopan ulkopuolella kasvu on ollut nopeinta Kiinassa, joka nykyisellä kasvuvauhdilla tulee syrjäyttämään Saksan maailman suurimpana aurinkosähkön tuottajana muutamassa vuodessa (International Energy Agency, 2014b). IEA:n arvion mukaan aurinkosähkölaitteiden hinnat tulevat laskemaan noin 5 % vuosittain tämän vuosi-

kymmenen loppuun asti, jonka jälkeen hinnan lasku tulee hidastumaan (International Energy Agency, 2014a).

Jotta taulukossa 3.1 esitettyjen aurinkosähkökapasiteetien suuruusluokka olisi lukijan paremmin hahmotettavissa, Šúri et al. (2007) arvioi, että 1066 MWp aurinkosähkökapasiteetti riittäisi kattamaan 1 % Suomen sähkön käytöstä. Tämä tarkoittaisi noin 200 Wp aurinkosähkökapasiteettia asukasta kohden. Karkeasti voidaan arvioida, että jos Suomessa olisi vastaava aurinkosähkötiheys kuin Tanskassa, voitaisiin aurinkosähköllä kattaa noin 0,5 % sähkön kulutuksesta, Belgian tiheydellä lähes 1,5 % ja Saksan tiheydellä jo lähes 2,5 %. Luonnollisesti kesäaikaan aurinkosähkön osuus tuotannosta nousisi huomattavasti suuremmaksi. Esimerkiksi aurinkosähkön pioneerimaa Saksa onnistui 9.6.2014 tuottamaan jo yli puolet vuorokauden sähkön kulutuksesta aurinkoenergialla (John Vidal, 2014). Mittavien investointien ansiosta aurinkoenergian osuus sähkön kokonaistuotannosta oli Saksassa vuonna 2013 noin 6,2 % ja vuonna 2014 noin 6,9 % (Fraunhofer ISE, 2014, 2015).

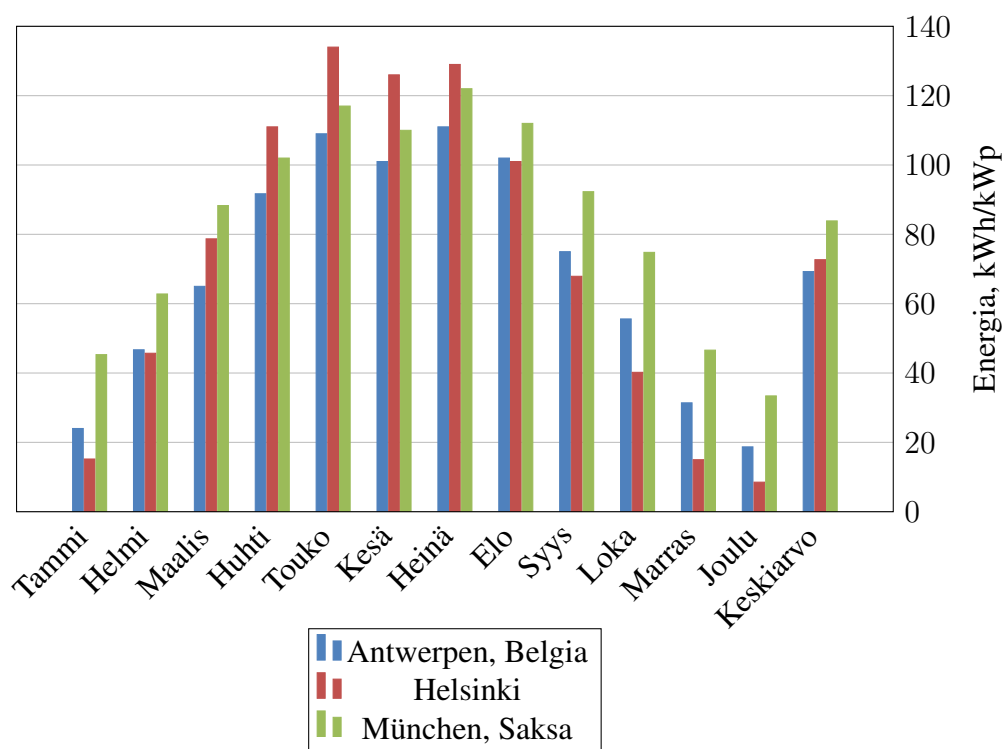


**Kuvio 3.1:** Aurinkosähkön potentiaali Euroopassa<sup>4</sup>.

Lähde: Huld et al. (2012); Šúri et al. (2007)

<sup>4</sup>Kuviossa esitetty vuotuinen säteilymäärä perustuu optimaaliseen kulmaan etelän suuntaisesti asetettuun paneeliin. Tuotetun sähköenergian on oletettu olevan 75 % paneelin teoreettisesta tuotantopotentiaalista.

Tarkasteltaessa kuviossa 3.1 esitettyä Euroopan aurinkosähkön tuotantopotentiaalia huomaataan, ettei Etelä-Suomen vuotuinen säteilymäärä ja tuotantopotentiaali merkittävästi eroa useista aurinkosähkön suurtuottajista. Vuotuinen säteilymäärä on Etelä-Suomessa samaa luokkaa kuin Tanskassa, Belgiassa ja Pohjois-Saksassa. Vuotuisen tuotantopotentiaalın tarkastelu ei kuitenkaan kerro mitään sähköenergian tuotannon vuoden sisäisestä jakaumasta. Alla kuviossa 3.2 on esitetty aurinkosähkön odotettu tuotanto kuukausittain Antwerpenissa, Helsingissä ja Münchenissä optimaaliseen kulmaan asetetuille ja etelään suunnatuille aurinkopaneeleille. Tiedot pohjautuvat Euroopan komission ylläpitämään PVGIS-tietokantaan (Huld & Dunlop, 2014). PVGIS-järjestelmän oletusarvojen mukaisesti aurinkopaneelin tuottoa arvioitaessa on oletettu, että järjestelmän tehohäviöt ovat kaupungista riippumatta 14 %. Tämän lisäksi järjestelmä arvioi heijastumien ja lämpötilan vaikutukset sähköntuotantoon erikseen kullekin alueelle.



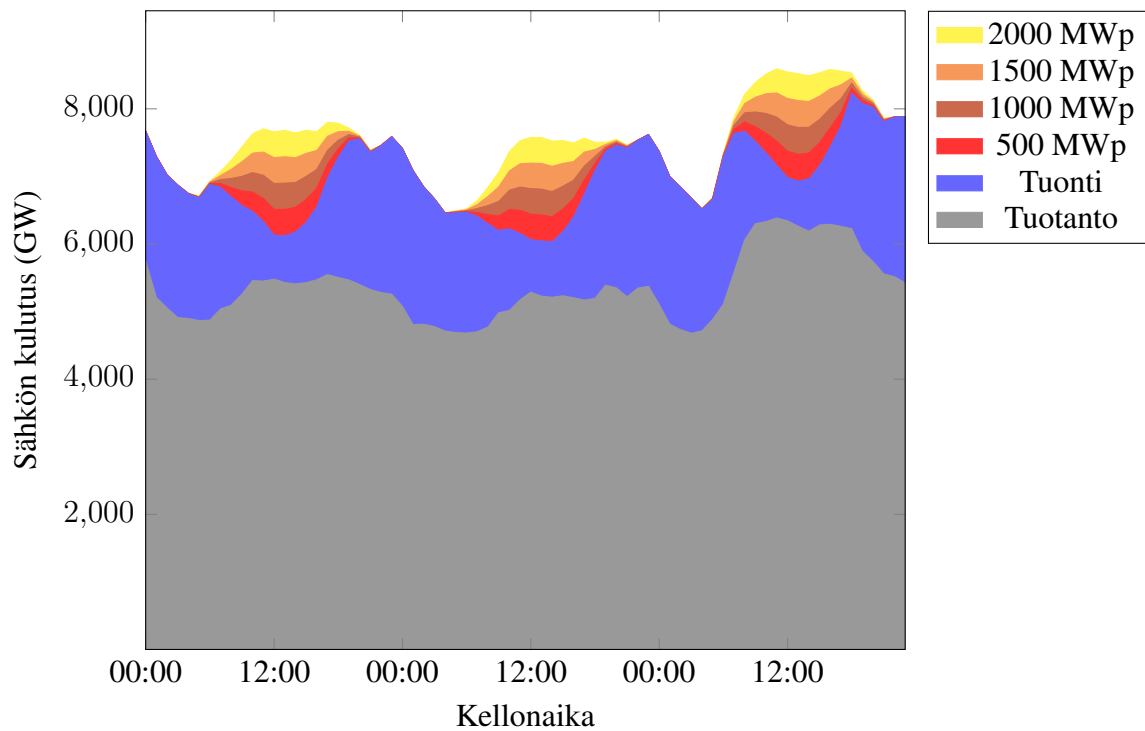
**Kuvio 3.2:** Optimaalisessa kulmassa etelään suunnatun paneelin arvioitu kuukausituotanto  
Lähde: Huld & Dunlop (2014)

Kuviosta nähdään kuinka Helsingissä arvioitu tuotanto on noin 5 % suurempi kuin Antwerpenissa, mutta noin 15 % pienempi kuin Etelä-Saksassa sijaitsevan Münchenin. Huhtikuusta heinäkuuhun arvioitu kuukausituotanto on Helsingissä jopa suurempaa kuin Münchenissä, mutta elokuusta helmikuuhun asti Helsingin tuotanto on tarkastelluista kaupungeista alhaisin. Kesäkuun lopussa 2014 Antwerpenin kuntaan oli asennettu jo lähes 500 MW aurinkopa-

neeleita, vaikka sen vuotuinen tuotantoennuste on Helsinkiä alhaisempi (Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt, 2014).

Kuvio 3.2 havainnollistaa hyvin myös kuinka Suomessa aurinkosähkön tuotanto on epätasaisemmin jakautunut painottuen erittäin vahvasti kevät- ja kesäkuukausille. Tämän lisäksi Etelä-Suomessa todelliset tuotantomäärät ovat lumipeitteen takia todennäköisesti huomattavasti pienemmät, sillä aurinkopaneelit eivät tuota sähköä ellei niitä puhdisteta lumesta. Näin ollen on todennäköistä että jouluihin ja helmikuun välillä tuotantoa ei saada juuri laisinkaan. Jos oletetaan nollatuotanto näille kuukausille, jäisi Helsingissä saatava tuotanto noin 3,5 % alle Antwerpenin ennusteen. Helmi- ja maaliskuussa paneelien puhdistaminen lumesta voi merkittävästi nostaa vuotuista kokonaistuotantoa.

Koska sähkön kulutus on kesäaikaan alimmillaan, on aurinkosähkön vuotuinen tuotantojakauma täysin päinvastainen kuin sähkön kysyntäjakauma. Sähköjärjestelmän toimivuuden näkökulmasta tämä tuotannon ja kulutuksen kohtaamattomuus aiheuttaa ongelmia, mutta merkittävässä määrin vasta kun aurinkoenergian markkinaosuus kasvaa. Alla olevassa kuviossa 3.3 on hahmoteltu erisuuruisten aurinkosähkökapasiteetin tuotannon ja kulutuksen kohtaantoa vuoden 2013 heinäkuun 13–15 päivä. Tuotantoarviot perustuvat Ilmatieteen laitoksen Östersundomissa toteuttamiin säteilymittauksiin ja kulutus Fingridin julkaisemiin tietoihin. Kuviossa esitetty ajanjakso oli aineiston säteilymäärältään neljänneksi suurin kolmen päivän jakso, mutta se on valikoitu tarkasteluun, koska 13 ja 14 päivä sijoittuivat viikonlopuille jolloin sähkön kysyntä on pienimmillään. Tämän valinnan avulla pyritään tarkastelemaan tilannetta, jossa aurinkosähkön vaikutus sähköverkkoon olisi mahdollisimman suuri.



**Kuvio 3.3:** Aurinkoenergian tuotannon ja sähkön kysynnän kohtaanto Heinäkuussa.  
Lähde: Fingrid (2015); Lindfors et al. (2014); Hyvönen & Lindfors (2014)

Kuviosta nähdään kuinka aurinkoenergian tuotanto heinäkuussa osuu hyvin yhteen kulutus-huippujen kanssa. Koska tuontisähkön osuus Suomessa on todella suuri, ei edes 2000 MWp aurinkosähkökapasiteetti erittäin aurinkoisena viikonloppupäivänä pysty korvaamaan koko tuontisähköä. 2000 MWp aurinkosähköpotentiaali vastaisi asukasta kohden likimäärin Saksan nykyistä aurinkosähkökapasiteettia. Vasta noin 2900 MWp aurinkosähkökapasiteetti ylittäisi hetkellisesti tuontisähkön määrän. Kuten kuviosta nähdään, on hyvin epätodennäköistä, että aurinkosähkökapasiteetin nosto Tanskan tai jopa Saksan tasolle vaarantaisi verkon toimintavarmuutta, sillä tällä hetkellä se lähes yksinomaan vähentäisi Suomen riippuvuutta tuontisähköstä. Aurinkosähköllä on näin ollen mahdollista kesäaikaan lisätä Suomen sähköomavaraisuutta ja tätä kautta luonnollisesti myös vähentää vaihtotaseen alijäämää.

On syytä kuitenkin huomioida, että lisääntynyt aurinkosähkökapasiteetti vaikuttaa pidemmällä aikavälillä sähkömarkkinoiden rakenteeseen. Nykyteknologialla aurinkosähkön varastoiminen ei ole taloudellisesti kannattavaa, jolloin vaihtelevan energian tuotannon lisääntyminen tulee muuttamaan sähkömarkkinoiden toimintalogiikkaa. Kun vaihtelevan energian osuus kasvaa riittävästi, tulee sähköntuotannossa lisätä säätövoiman määrää suhteessa perusvoimaan. Samaan tapaan liiallinen aurinkosähkökapasiteetti voi tulla kalliiksi myös kotitalouksille. Jos aurinkosähkön tukikustannukset siirretään kuluttajien maksettavaksi, on mahdollista että aurinkosähkö nostaa markkinahintoja aiheuttaen näin kustannuksia kuluttajille,

jotka eivät hyödynnä aurinkosähköä. Toisaalta kapasiteetin kasvu voi heikentää myös aurinkosähköinvestointien tuottoa, jos aurinkoiseen aikaan verkkoon syötetystä sähköstä saatu hinta alenee lisääntyneen tarjonnan vuoksi. Seuraavassa luvussa käsitelläänkin aurinkosähkön vaikutusta sähkömarkkinoihin.

## 3.2 Sähkömarkkinat ja uusiutuva energia

Jotta on mahdollista vertailla erilaisia aurinkosähkön tukivaihtoehtoja, tulee ensin ymmärtää sähkömarkkinoiden toimintaperiaatteet ja aurinkosähkön vaikutus näihin markkinoihin. Bioenergiaa lukuun ottamatta uusiutuvan energian tuotanto on luonteeltaan vaihtelevaa, jolloin joko sähkön kysynnän tai tarjonnan tulee pystyä sopeutumaan vaihtelevaan tuotantoon. Sähkön tarjontapuolella sopeutumismekanismi toimii nopeasti käynnistettävissä oleva säätövoima, joka voi olla esimerkiksi vesi-, hiili- tai kaasuvoimaa. Merkittävä lyhyen aikavälin kysyntäjousto taas mahdollistuu vasta älykkäiden sähköverkkojen myötä, jotka mahdollistaisivat sähkölaitteiden automaatti- ja etäsäädön.

Suomessa kotitalouksien sähköstä maksama hinta muodostuu sähköenergian kulutuksesta, sähkön siirtomaksusta ja veroista. Sähköenergian osuus kokonaishinnasta on noin 40 %, siirtomaksujen noin 30 % ja verojen noin 30 % (Energiateollisuus ry, 2014). Kotitalouksille on tarjolla useita erilaisia sopimustyyppisiä, jotka vaikuttavat kuluttajan maksamaan sähkön hintaan ja sen vaihteluun. Esimerkiksi Fortum tarjoaa kotitalouksille 1–2 vuoden määräaikaista kiinteää hintaa, puolen vuoden välein päivittyvää hintaa ja vuodenaikojen mukaan muuttuvaa sähkön hintaa (Fortum, 2014). Tällaisissa sopimuksissa sähkön hinta ei vaihtelee lyhyellä aikavälillä, jolloin kuluttajan sähkölaskun suuruus ei ole riippuvainen sähkön käyttöhetkestä. Näin ollen kiinteää hintaa maksavilla kotitalouksilla sähkön kysyntäkäyrä on lyhyellä aikavälillä pystysuora eli kysyntä on täysin joustamatonta suhteessa sähkön tukkuhintojen muutoksiin.

Staatillisen hinnoittelun lisäksi kotitalouksille on saatavilla eriasteittain sähkön tukkuhintaa seuraavia hinnoittelumalleja. Yksinkertaisin vaihtoehto on staatillinen Time of Use (TOU) hinnoittelu, jossa sähkön hinta vaihtelee päivän aikana ennalta määrätysti (Darby & McKenna, 2012). Esimerkki tällaisesta hinnoittelujärjestelmästä on kaksiaikahinnoittelu (ns. yösähkö), jossa sähkön hinta on matalampi yöllä (esim. klo 22–07) kuin päivällä. Sähkön hinta on voitu jakaa useampaankin osaan, mutta tällainen hinnoittelu ei kuitenkaan reagoi sähköpörsissä havaittuihin hintamuutoksiin vaan perustuu pitkän aikavälin hintaprofiiliin.

Staatillisten hinnoitteluvaihtoehtojen lisäksi on olemassa reaaliaikaisia hinnoittelumalleja (Real Time Pricing), jossa asiakkaan maksamat hinnat vaihtelevat päivän mittaan yleensä

tunneittain (Darby & McKenna, 2012). Esimerkiksi Fortum (2014) tarjoaa tuntihinnoitteluun perustuvaa sähkö sopimusta, jossa sähkön hinta määräytyy jokaiselle tunnille vuorokaudeksi eteenpäin.<sup>5</sup> Käyttöaikaan perustuva hinnoittelu vaikuttaa kysyntäkäyrän muotoon tehden siitä laskevan lyhyellä aikavälillä. Kun kuluttajan sähkön hinta muuttuu päivän aikana, on hänellä mahdollisuus ajoittaa kulutuksensa halvemman hinnan ajankohtiin. Se kuinka jyrkästi laskeva kysyntäkäyrästä muodostuu on riippuvainen kuluttajan hintajouston suuruudesta.

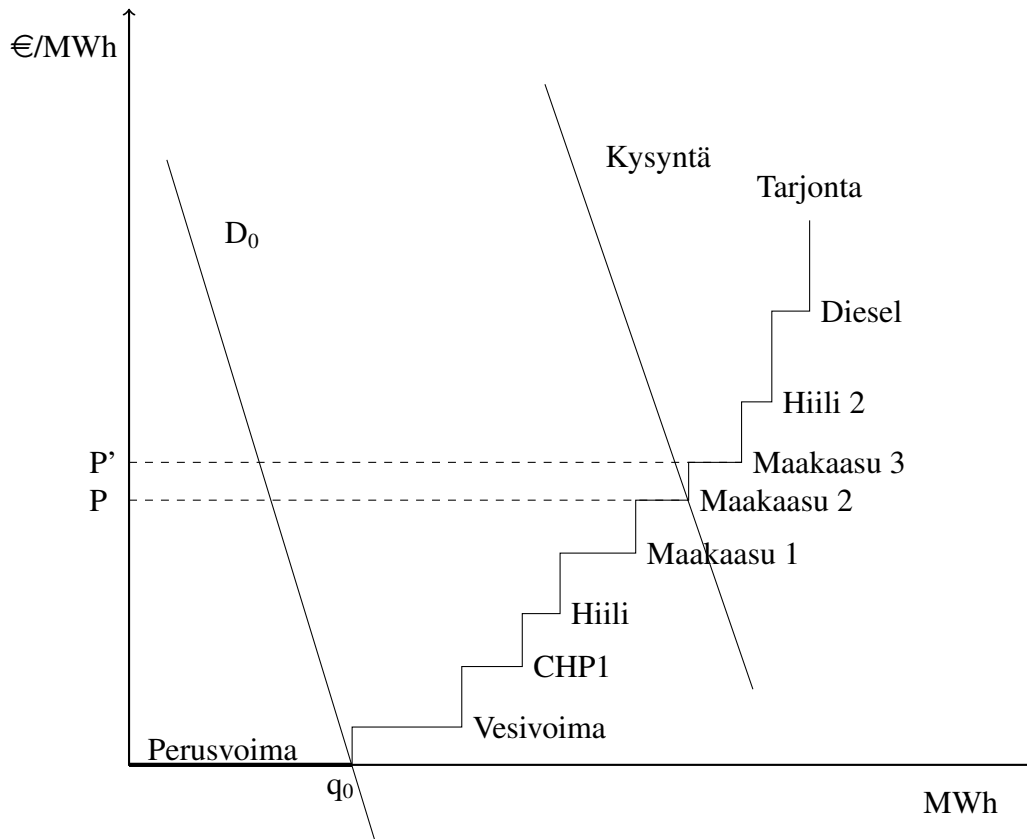
Fischer (2008) kuvailee sähköä matalan mielenkiinnon hyödykkeeksi, joka on kuluttajan kannalta abstrakti ja näkymätön. Sähkön kulutusta aiheutuu erittäin laajasta aktiviteettien kirjosta ja kulutuksen määrä riippuu merkittävästi myös kotitalouden laitteiden energiatehokkuudesta (Fischer, 2008). Sähkön kulutuksen vähentäminen onkin kuluttajalle usein vaikeaa, koska se vaatii laaja-alaista ymmärrystä oman käytöksen vaikutuksista kulutukseen. Näistä syistä johtuen on todennäköistä, että sähkön kysynnän jousto on hyvin vähäistä. Taylor et al. (2005) pyrkivät tutkimuksessaan arvioimaan hintajoustoa eri vuorokauden ajoille hyödyntämällä Yhdysvaltain aineistoa. Tutkimusten tulosten perusteella hintajousto oli suurimmillaan klo 14 noin -0,26, mutta yleisimmin arvoit vaihtelivat noin -0,05 ja -0,15 välillä. Tällöin yhden prosentin hinnan nousun tulisi vähentää sähkön kysyntää lyhyellä aikavälillä enimmillään 0,26 % ja pienimmillään noin 0,05 %. Tässä luvussa esitetyissä kuvioissa 3.4–3.6 on oletettu sähkön hintajouston olevan negatiivinen, jolloin kysyntäkäyrästä muodostuu laskeva.

Sähkömarkkinoiden tarjontakäyrä muodostuu Suomessa Nordpool -sähkömarkkinoilla käydydyn kaupan perusteella. Nordpool markkina-alueeseen kuuluvat Suomi, Ruotsi, Norja, Tanska, Viro, Latvia ja Liettua, jonka lisäksi markkinoilta on siirtoyhteydet Saksaan. Fyysinen sähkön kaupankäynti Suomessa tapahtuu pääosin Nordpoolin Elspot-markkinalla, jossa sähkömarkkinoiden osapuolet tekevät päivittäin klo 12 CET mennessä osto- ja myyntitarjoukset suljettua tarjousmenettelyä noudattaen seuraavalle päivälle. Tämän jälkeen tulleiden tarjousten perusteella määritellään hinta, jossa kysyntä ja tarjonta kohtaavat (Nord Pool Spot, 2014). Tätä sähkön tukkumarkkinoilla muodostunutta hintaa kutsutaan systeemihinnaksi ja se kuvaa kalleinta tuotantotapaa, jota vaaditaan sähkön kysynnän kattamiseksi. Koska systeemi-hinta muodostuu kysyntä- ja tarjontakäyrän risteyskohdassa, se on samaan aikaan myös se hinta mitä sähköstä ollaan valmiita maksamaan.

Sähkön myyntitarjouksia tehtäessä perusvoimalaitoksina toimivat ydin-, hiili- ja vesivoimalat asettavat matalimmat tarjoukset. Esimerkiksi ydinvoimalat eivät helposti pysty vähentämään tuotantoaan, jolloin optimaalinen strategia on tarjota erittäin alhaista hintaa (jopa nol-lahintaa), jotta tuotetulle sähkölle on varmasti kysyntää. Helpommin säädettävät kaasuvoimalaitokset taas asettavat tarjouksia oikeiden rajakustannustensa mukaan, mikä määräytyy

<sup>5</sup>Tuntihinnoittelu vaatii, että asiakkaalla on käytössään etäluettava sähkömittari.

käytetyn polttoaineen markkinahinnan perusteella. Kun tarjoukset asetetaan järjestykseen alimmasta hinnasta alkaen (ns. market merit order), saadaan sähkön tukkumarkkinoiden tarjontakäyrä. Kuviossa 3.4 on havainnollistettu sähkön markkinoiden kysyntää ja tarjontaa.

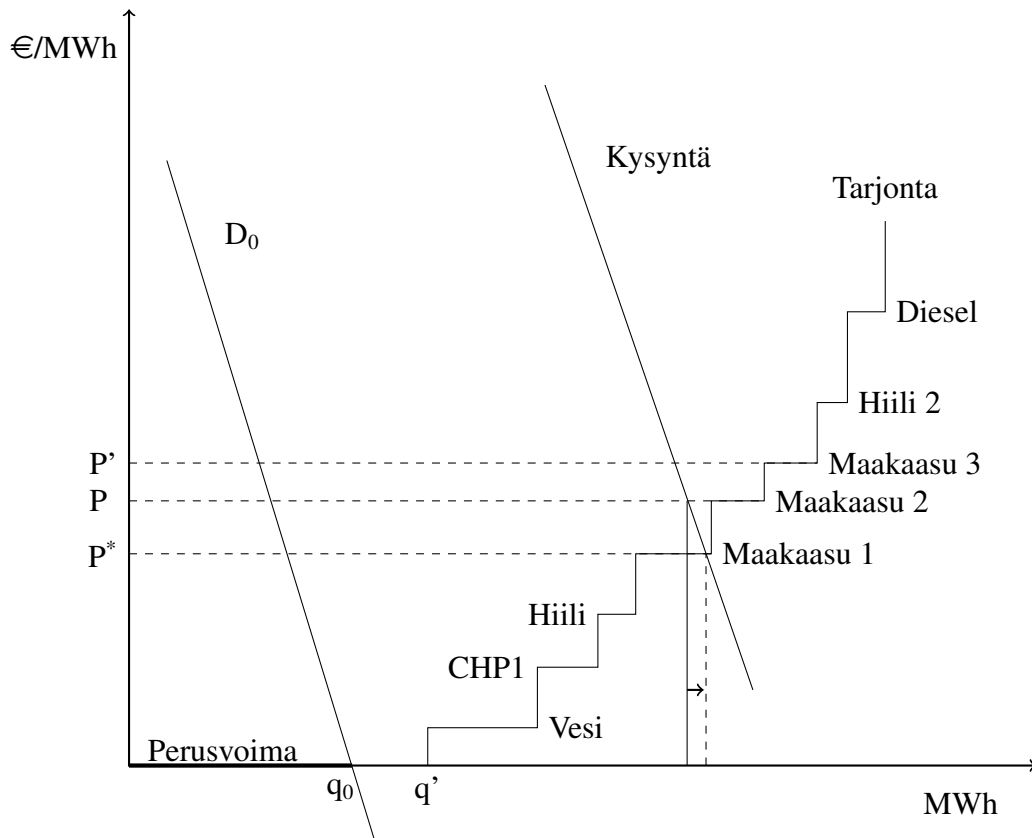


**Kuvio 3.4:** Sähkömarkkinoiden meriittijärjestys.  
Lähde: van Kooten (2011)

Kuvion tarjontakäyrää muodostettaessa on oletettu, että perusvoimaa tuottavat laitokset asettavat nolla-tarjouksen, jolloin tarjolla olevan perusvoiman määrä on kuviossa  $q_0$ . Kuvaajassa systeemihinta asettuu tasolle  $P$ , jossa kysyntä ja tarjontakäyrä risteävät. Kaikki tuottajat saavat myymästään sähköstä hinnan  $P$ . Jos jostain syystä Maakaasu 2 -voimala ei pysty toimittamaan sähköä, joudutaan turvautumaan Maakaasu 3 -voimalaan jolloin hinta asettuisi tasolle  $P'$ . Jos kysyntäkäyrä on tasolla  $D_0$ , olisivat vain perusvoimaa tuottavat laitokset käytössä, jolloin sähkön hinta olisi nolla.

Kun sähköjärjestelmään lisätään aurinkoenergian tuotantoa, muuttuu tarjontakäyrä. Koska aurinkoenergian muuttuvat kustannukset ovat nolla, kannattaa aurinkoenergian tuottajien asettaa perusvoimalaitosten tapaan nolla-tarjous. Näin aurinkovoimalat varmistavat mene-kin sähkölleen. Kuviossa 3.5 aurinkoenergian mukaantulo sähkömarkkinoille näkyy tarjontakäyrän siirtymisenä oikealle aurinkoenergian määrän  $q' - q_0$  verran.





**Kuvio 3.5:** Aurinkoenergian vaikutus sähkömarkkinoihin.

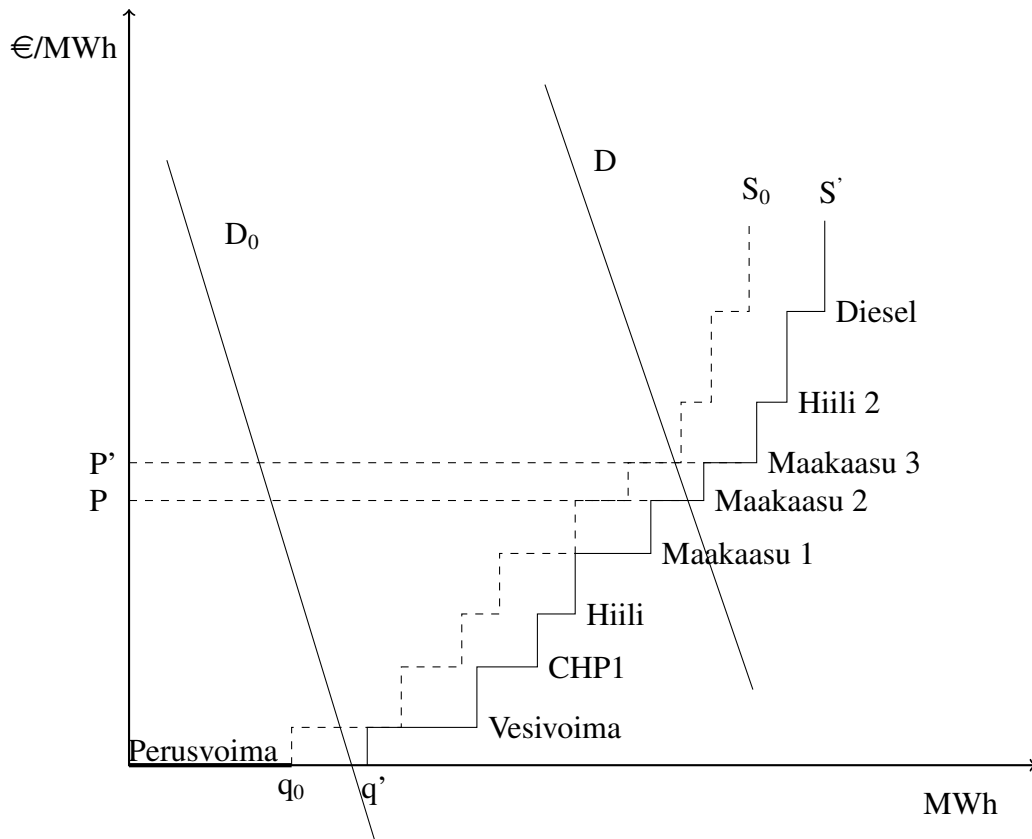
Lähde: van Kooten (2011)

Aurinkoenergian aiheuttama lisääntynyt sähkön tarjonta johtaa tarkastellussa tilanteessa sähkön hinnan laskuun tasolta  $P$  tasolle  $P^*$ . Nyt hinnan määrittävä rajatuotantolaitos on Maakaasu 1 ja näin ollen aurinkoenergia on syrjäyttänyt markkinoilta Maakaasu 2 -voimalaitoksen. Alentunut hinta yhdistettynä laskevaan kysyntäkäyrään aiheuttaa samaan aikaan myös hienoisesti lisääntyneen sähkön kulutuksen. Aurinkoenergian käytöstä aiheutuneet päästövähennykset määräytyvät kysynnän hintajouston ja syrjäytyneiden tuotantolaitosten perusteella.

Jos kysyntäkäyrä on tasolla  $D_0$  ja aurinkoenergian syöttö verkkoon on priorisoitu eikä sähköä voida viedä maan ulkopuolelle, voidaan päätyä tilanteeseen, jossa sähkön markkinahinta muodostuu ainakin hetkellisesti negatiiviseksi. Koska esimerkiksi ydinvoimalan sulkeminen ja uudelleen käynnistäminen on erittäin kallis operaatio, on voimalan lyhyellä aikavälillä kannattavampaa maksaa siitä, että joku vastaanottaa tuotetun sähkön. Paljon uusiutuvaa energiaa sisältävillä Saksan ja Tanskan markkinoilla negatiivisia sähköhintoja on koettu useaan otteeseen viime vuosina, joten kyseessä ei ole vain teoreettinen konsepti. Esimerkiksi Sak-

sassa vuonna 2012 seuraavan päivän -markkinoilla sähkön hinta oli negatiivinen yhteensä 56 tuntina 15 eri vuorokautena (EpexSpot, 2015).

Perusvoimasta poiketen, aurinkoenergia on luonteeltaan vaihtelevaa eikä sitä näin ollen aina ole saatavilla. Pilvisenä päivänä joulukuussa tilanne palautuisi kuvion 3.4 esittämään tilanteeseen, jossa hinta on tasolla  $P$ , sillä aurinkoenergiaa ei olisi saatavilla. Aurinkoenergian mukaantulolla sähkömarkkinoille on taipumus alentaa sähkön hintaa, sillä se lisää sähkön tarjontaa, mutta samaan aikaan vaihtelevasta tuotannosta johtuen se myös lisää hinnan volatiliteettia. Tämä johtopäätös on kuitenkin riippuvainen siitä oletuksesta, että aurinkoenergia ei syrjäytä muita voimalaitoksia markkinoilta. Jos esimerkiksi oletetaan, että aurinkosähkö vähentää investointeja perusvoimalaitoksiin ja ajan myötä vähentää niiden määrää, voidaan päästä kuvion 3.6 mukaiseen tilanteeseen jossa aurinkoenergian vaikutus sähkön hintaan ei enää ole yhtä selvä.



**Kuvio 3.6:** Aurinkoenergia ja syrjäytynyt perusvoiman tuotanto.

Lähde: van Kooten (2011)

Yllä olevan kuvion tapauksessa on oletettu, että perusvoiman määrä on vähentynyt pisteeseen  $q_0$ , mutta aurinkoenergian määrä  $q' - q_0$  on pysynyt yhtä suurena kuin kuviossa 3.5. Kun aurinkoenergia tuottaa täydellä teholla, on tarjontakäyrä  $S'$  ja kun tuotantoa ei ole

laisinkaan on tarjontakäyrä  $S_0$ . Täyden tuotannon aikaan aurinkoenergia pystyy korvaamaan vähentyneen perusvoiman tarjonnan, jolloin hinta pysyy tasolla  $P$ . Kun aurinkosähköä ei ole tarjolla, asettuu sähkön hinta korkeammalle tasolle  $P'$ . Tässäkin tapauksessa aurinkoenergia lisää sähkön hinnan volatiliteettia, mutta nyt se myös nostaa sähkön keskihintaa. Riippuen siitä kuinka paljon muita voimalaitoksia aurinkosähkö syrjäyttää, voi sen vaikutus sähkön keskihintaan olla niin positiivinen kuin negatiivinen.

Edellä esitetyt tarkastelut jättävät kokonaan huomiotta sen kuinka aurinkovoimainvestoinnit rahoitetaan. Aurinkosähkö ei ole vielä Euroopassa saavuttanut hintakilpailukykyä ja näin ollen teknologian yleistyminen vaatii vielä tällä hetkellä valtion tukitoimia. Tukimekanismin rakenteella voi olla merkittävä vaikutus niin sähkön hintaan kuin siihen kuka politiikka-toimenpiteestä hyötyy. Eri aurinkoenergian tukimuotojen vaikutusta sähkömarkkinoihin tarkastellaankin kappaleissa 3.3.1–3.3.3. Tarkastelu tullaan suorittamaan samaan tapaan kuin edellä, kysyntä-tarjonta -kehikkoa hyödyntäen.

### 3.3 Aurinkoenergian tukivaihtoehdot

Uusiutuvan energian tukivaihtoehdot voidaan jaotella lakisääteisiin (regulatory) ja vapaaehtoisuuteen perustuviin järjestelmiin. Tässä tutkimuksessa keskitytään yksinomaan suoriin lakisääteisiin tukivaihtoehtoihin eikä tässä yhteydessä tarkastella esimerkiksi hiiliveron kaltaisia epäsuoria tukimuotoja tai vapaaehtoisuuteen perustuvia järjestelmiä. Myöskään erilaisiin käytännön esteisiin, kuten lupakysymyksiin, ei perehdytä vaan tarkastelu rajoittuu puhtaasti taloudellisiin tukimekanismeihin. Taulukossa 3.2 on esitetty erilaiset lakisääteiset tukistrategiat nelikentässä, jossa pystyakselilla on investointi- sekä tuotantofokus ja vaaka-akselilla hinta- sekä kapasiteettilähtöisyys.

**Taulukko 3.2:** Uusiutuvan energian tukistrategiat

	<b>Hintalähtöinen</b>	<b>Kapasiteettilähtöinen</b>
<b>Investointifokus</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hyvitykset (investointituki)</li> <li>• Verokannustimet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarjousmenettely</li> <li>• Vaihdeettavien sertifikaattien kiintiö</li> </ul>
<b>Tuotantofokus</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Syöttö- / tuotantotariffi</li> <li>• Tuotantopohjaiset verokannustimet</li> </ul>	

Lähde: Huber et al. (2004)

Investointeihin keskittyviä tukimuotoja ovat erilaiset investointihyvitysmallit, joissa esimerkiksi tietty prosenttiosuus investoinnin kustannuksista hyvitetään tai investoija saa määrätyn

euromäärän asennettua kWp kohden. Samaan tapaan kuin hyvityksillä, investoinnin kokonaiskustannuksia voidaan pienentää erilaisin verohelpotuksin. Kaikille näille tukimuodoille on yhteistä se, että ne pyrkivät vähentämään investoinnin vaatimaa alkupääomaa ja näin ollen parantamaan sen kannattavuutta.

Tuotantoon keskittyvistä tukimuodoista syöttötariffi on yleisimmin käytetty vaihtoehto. Siinä uusiutuvan energian tuottaja saa yleensä kiinteän korvauksen verkkoon syöttämästään energiasta. Tuotantotariffin tapauksessa taas tuottaja saa kiinteän korvauksen jokaista tuotettua energiayksikköä kohden. Viimeinen hintalähtöinen tukimalli ovat tuotantopohjaiset verokannustimet, jossa uusiutuvan energian tuottaja voi olla vapautettu esimerkiksi sähköntuotantoon liittyvistä veroista. Verokannustimet eroavat syöttö- ja tuotantotariffeista siinä, että verohelpotukset vähentävät kustannuksia kun taas tariffit ovat ylimääräistä tuloa. (Huber et al., 2004)

Edellä esitellyistä hintalähtöisistä tukimuodoista poiketen kapasiteettilähtöisissä järjestelmissä määritellään ensin haluttu tuotantomäärä, jonka jälkeen vasta määräytyy tuen suuruus. Tarjousmenettelyssä kiinteä tuotantomäärä jaetaan parhaat tarjoukset tehneiden tuottajien kesken ja tuen taso asetetaan niin, että kannattavan investoinnin edellytykset täyttyvät. Toinen kapasiteettilähtöinen tukimuoto on kiintiö, joka pohjautuu vaihdettaviin todistuksiin (Tradeable green certificates). Perinteisesti valtio asettaa kiinteän tavoitteen ja velvoitteet sähkön kuluttajille tai tuottajille, jonka jälkeen vaihdettaville todistuksille luodaan markkinat. Näillä markkinoilla todistuksien hinta määräytyy kysynnän ja tarjonnan mukaisesti. (Huber et al., 2004)

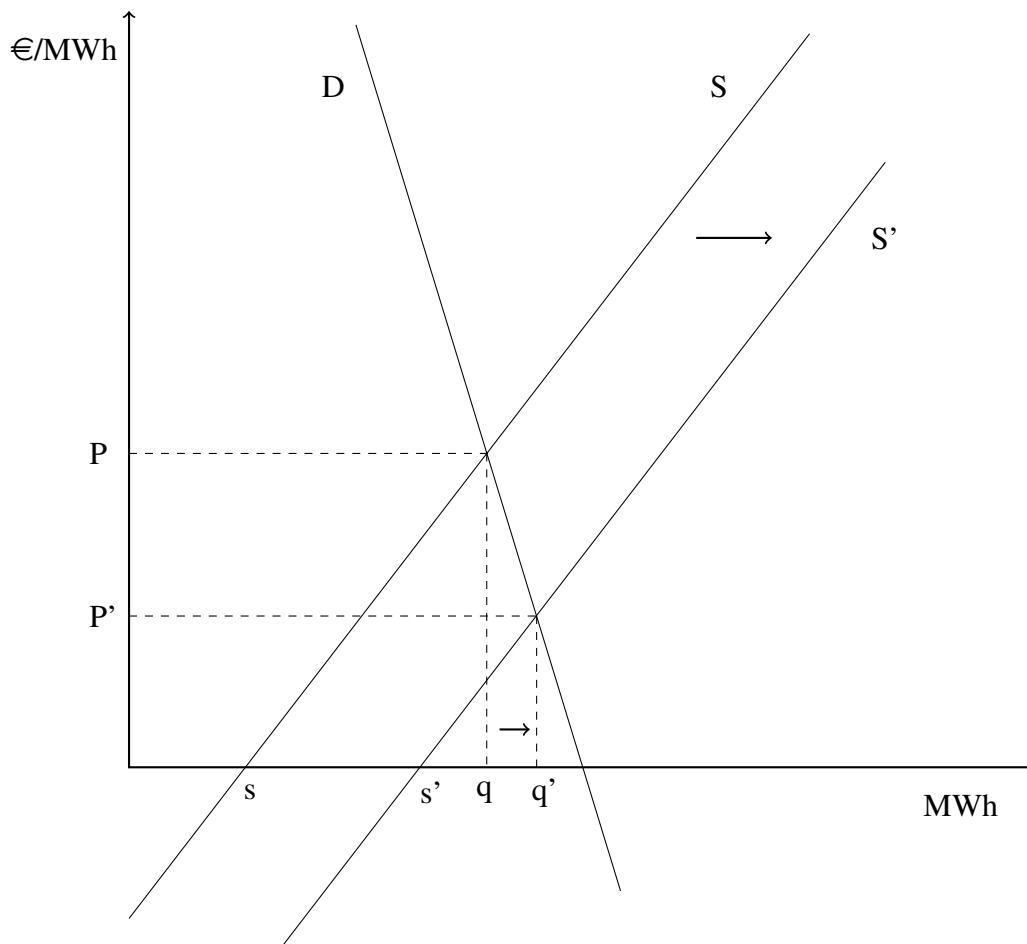
Kotitalouksien mikrotuotannon näkökulmasta hintalähtöiset mekanismit ovat käytännössä ainoa vaihtoehto, sillä kapasiteettilähtöiset menetelmät olisivat hallinnollisesti aivan liian raskaita. Näin ollen tarjousmenettelyn ja vaihdettaviin sertifikaatteihin perustuvat järjestelmät rajataan tämän tutkimuksen ulkopuolelle.

### **3.3.1 Investointituki**

Yksinkertaisimmassa aurinkosähkön investointitukimallissa valtio kattaa julkisista varoista osan aurinkoenergian investointikustannuksista. Tämä voi tapahtua suoraan niin, että valtio maksaa osan investointikustannuksista tai epäsuorasti esimerkiksi kevennetyn aurinkopaneelin verotuksen kautta. Molemmilla menetelmillä on kuitenkin sama investointikustannusta alentava vaikutus, joten tässä suoritettavaa kysyntä-tarjonta-tarkastelua varten tukitapaa ei määritellä tarkemmin. Aiemmista tarkasteluista poiketen, sähkön tarjontakäyrä on nyt esitetty lineaarisena. Todellisuudessa tarjontakäyrä olisi kaareva ja se jyrkkenisi selvästi tuotanto-

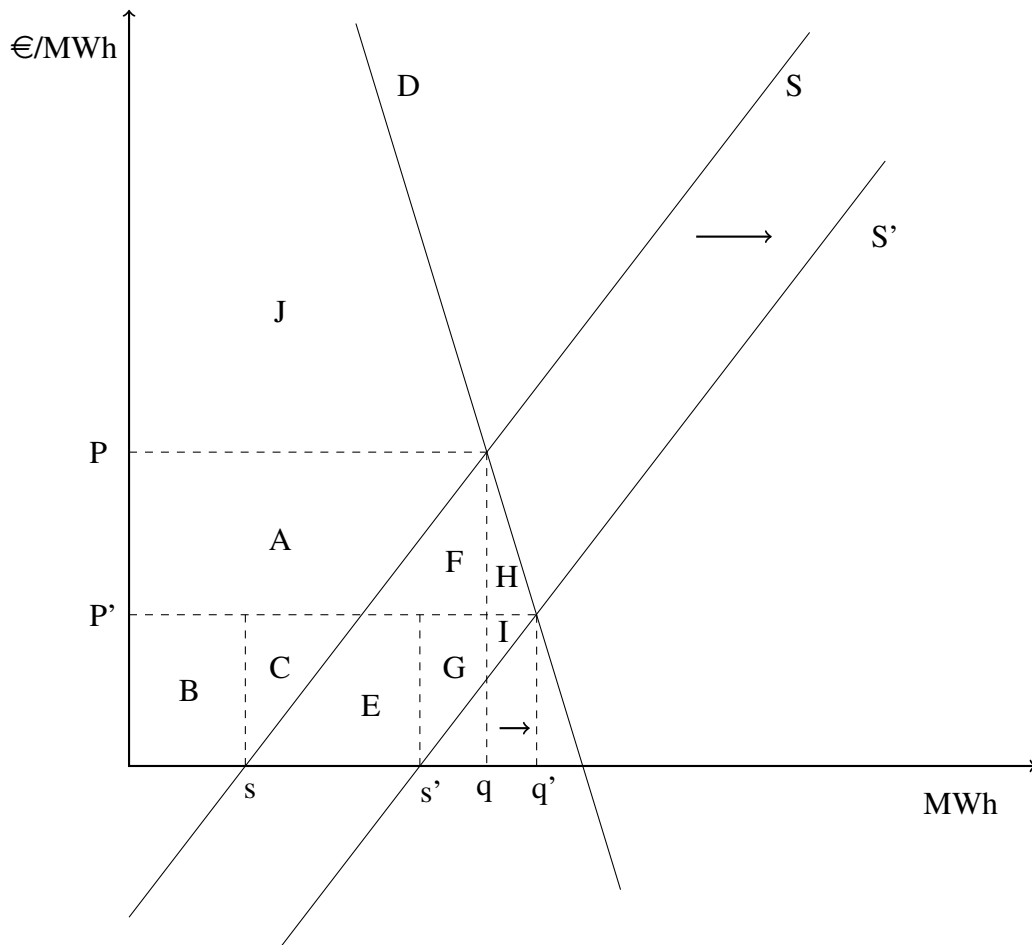
määrän kasvaessa. Lineaarisuusoletus on kuitenkin tehty, jotta on mahdollista yksinkertaisesti havainnollistaa eri tukivaihtoehtojen vaikutukset kuluttajien ja tuottajien ylijäämiin.

Tarkastelussa oletetaan, että ennen tukitoimenpiteitä aurinkosähköinvestoinnit eivät ole kannattavia. Tällöin markkinoilla ei ole aurinkoenergiaa ja sähkön tarjontakäyrä on kuviossa 3.7 tasolla  $S$ . Lyhyellä aikavälillä tarjontakäyrä leikkaa x-akselin, jolloin suuren tarjonnan ja pienen kysynnän aikana sähkön hinta voi määräytyä myös negatiiviseksi. Kysyntäkäyrän  $D$  on oletettu olevan melko jyrkästi laskeva perustuen sähkön kysynnän matalaan hintajoustoon. Kun oletetaan, että investointituen ansiosta tehdyt aurinkoenergiainvestoinnit eivät syrjäytä muuta kapasiteettia, siirtyy sähkön tarjontakäyrä  $S$  ulospäin uuden aurinkoenergiakapasiteetin  $s' - s$  verran tasolle  $S'$ . Lisääntynyt tarjonta johtaa hinnan laskuun tasolta  $P$  tasolle  $P'$ . Hinta  $P'$  toteutuu kun aurinkosähkön tuotanto on maksimissaan ja säilyy tasolla  $P$  kun tuotanto on nolla. Muutoin hinta vaihtelee välillä  $P - P'$ . Alentunut hinta myös hieman lisää sähkönkulutusta. Tämän lisäyksen suuruus on riippuvainen sähkön kysynnän hintajouaston arvosta.



**Kuvio 3.7:** Aurinkosähkön investointituen vaikutus sähkömarkkinoihin

Investointituen vaikutus sähkömarkkinoiden tasapainoon on siis sama kuin edellä kuviossa 3.5 esitetystä tilanteesta. Erona on kuitenkin, että nyt aurinkoenergian taustalla on investointituet, jolloin aurinkoenergian kautta lisääntynyt tuotanto vääristää markkinoita tekemällä sähköstä keinotekoisesti edullista. Tämä on ongelmallista, sillä aurinkosähköinvestointien kannattavuus tippuu myös hinnan laskun myötä. Näin ollen on mahdollista, että suuret investointituet luovat paljon uutta aurinkoenergiakapasiteettia, mutta samaan aikaan polkevat markkinahintaa ja investointien kannattavuutta. Ympäristön kannalta alentunut sähkön hinta on myös ongelmallinen, sillä se kannustaa kulutuksen lisäämiseen.



**Kuvio 3.8:** Aurinkosähkön tarjonnan kasvu ja tuottajan ylijäämä

Kuviosta 3.8 nähdään kuinka aurinkosähkön aiheuttama tarjonnan kasvu ja hinnan lasku vaikuttaa myös tuottajien ylijäämän kokoon. Ennen aurinkosähköinvestointeja sähköntuottajille jäävän ylijäämä on hinnan  $P$  ja tarjontakäyrän  $S$  väliin jäävä alue  $A + B + C$ . Aurinkosähkön mukaantulo markkinoille siirtää tarjontakäyrää, jolloin tuottajille jäävä ylijäämä on hinnan  $P'$  ja tarjontakäyrän  $S'$  väliin jäävä alue  $B + C + E + G + I$ . Kuvion 3.8 tapauksessa alue  $E + G + I < A$ , jolloin tuottajien saama ylijäämä on vähentynyt. Tämä tulos on kuitenkin

riippuvainen kysyntä- ja tarjontakäyrien kulmakertoimista ja ei näin ollen ole yleistettävissä. Tällainen lopputulos on kuitenkin erittäin todennäköinen, sillä sähkön kysynnän hintajousto on yleisesti melko vähäistä. On kuitenkin tärkeää huomata, että vaikka tuottajille jäävässä kokonaisylijäämässä ei tapahdu suurta muutosta, muuttuu ylijäämän kohtaanto merkittävästi. Tässä tapauksessa sähköstä tuotetaan aurinkoenergialla  $s' - s$  verran, jolloin myös tästä sähköstä saatu ylijäämä  $C + E$  jää aurinkosähköä tuottaville kotitalouksille. Näin ollen perinteisten sähköyhtiöille jäävä ylijäämä on enää  $B + G + I$ , joka on jo huomattavasti pienempi kuin alkuperäinen ylijäämä  $A + B + C$ .

Investointituesta johtuva hinnan lasku ja muuttunut ylijäämän kohtaanto voi näin ollen heikentää perinteisten energiayhtiöiden kannattavuutta merkittävästi. Pidemmällä aikavälillä tämä heikentää myös uusien sähköinvestointien houkuttelevuutta ja voi näin ollen vaarantaa vaadittavien korvausinvestointien toteutumisen. Näin tapahtuessa, sähkön tarjontakäyrä  $S'$  siirtyy takaisin vasemmalle päin, jolloin vähintään osa hinnan laskusta kumoutuu. Jos luotettavan perusvoiman tai säätövoiman määrä vähenee, voi riittävä sähköntuotantokin olla vaarassa. Tällöin tuloksena olisi mahdollisesti sähkökatkoksia, joiden yhteiskunnalliset kustannukset olisivat todennäköisesti erittäin suuria. Koska aurinkosähkö on luonteeltaan vaihtelevatuotantoista, ei sillä pystytä korvaamaan perinteisiä tuotantomenetelmiä ilman merkittävää kysyntäjouston kasvua tai sähkön varastoinnin kehittymistä.

Kuluttajan kannalta aurinkoenergian tukeminen vaikuttaisi nopean tarkastelun perusteella mieluisalta, sillä se alentaa sähkön hintaa ja näin ollen lisää kuluttajan ylijäämää. Alkuperäisessä tilanteessa kuluttajan ylijäämäksi muodostuu hinnan  $P$  ja kysyntäkäyrän  $D$  väliin jäävä alue  $I$ . Hinnan laskun myötä ylijäämä kasvaa tasolle  $I + A + E + G$ . On kuitenkin huomattava, että investointituki rasittaa valtion tasetta ja näin ollen varat on väistämättä kerättävä joko kiristyneen verotuksen avulla tai julkisia menoja vähentämällä. Näiden kokonaisvaikutusten arviointi on erittäin haastavaa ja vaikutukset todennäköisesti eroavat merkittävästi eri väestöryhmien välillä. Niille kotitalouksille, jotka pystyvät tuen turvin tekemään kannattavia aurinkoenergiainvestointeja vaikutus on todennäköisesti positiivinen. Vastaavasti, jos tukikustannukset vaativat julkisten palveluiden vähentämistä, voi vaikutus vahvasti julkisista palveluista riippuvalle pientuloliselle hyvinkin olla negatiivinen. Kuluttajien sähkömarkkinoilta saatu ylijäämä väistämättä kasvaa, mutta dynaamisten vaikutusten kautta kokonaisyhyvinvoinnin muutoksesta ei voida olla varmoja. Näin ollen voidaan päätyä jopa täysin arkiajattelun vastaiseen tulokseen, jossa sähkönhinnan lasku ei ole positiivinen asia kuluttajan, sähkömarkkinoiden toimivuuden eikä uusiutuvan tuotannon kasvun kannalta.

On tietysti mahdollista, että aurinkoenergian investointituki mahdollistaa toimialan kasvuun ja tätä kautta valtio saa ainakin osan kustannuksista takaisin lisääntyneiden verotulojen muodossa. On hyvin epätodennäköistä, että aurinkopaneelien tuotanto koskaan yleistyisi Suo-

messä, mutta investointeihin liittyvä suunnittelu-, asennus- ja huoltotoiminta voisivat luoda työpaikkoja ja synnyttää verotuloja. Valtion talouden kannalta investointituen tasevaikutukset ovat helpommin hallittavissa kuin esimerkiksi tariffijärjestelmissä, sillä menoerät ovat lyhytaikaisempia. Tariffijärjestelmissä tukia joudutaan maksamaan usein monta kymmentä vuotta ja jälkikäteen tariffin tason muuttaminen on poliittisesti erittäin hankalaa. Tosin rahan aika-arvon näkökulmasta investointituen haittapuolena on, että kustannukset realisoituvat välittömästi, jolloin myös niiden tasevaikutus on välitön.

### **3.3.2 Tuotanto- ja syöttötariffit**

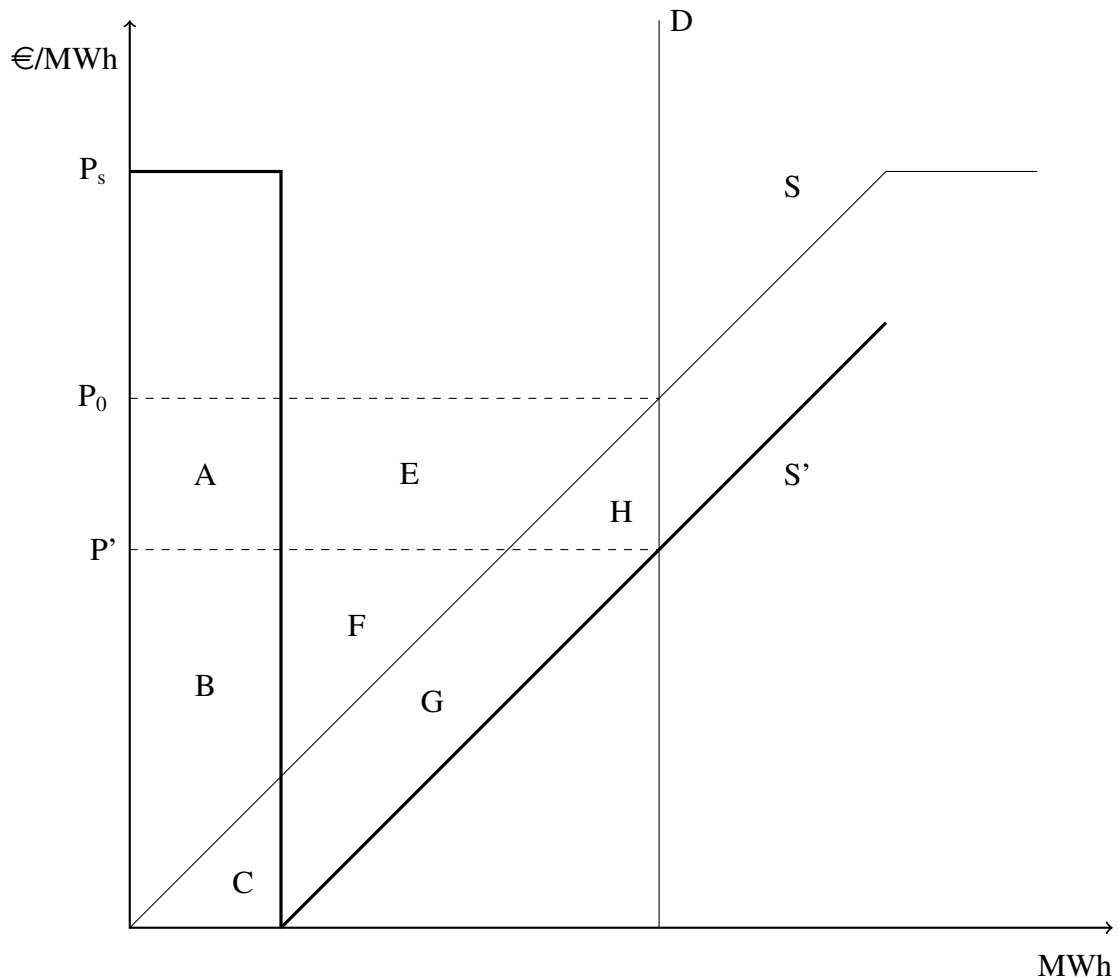
Tuotantotariffijärjestelmässä aurinkosähkön tuottaja saa markkinahinnan lisäksi ylimääräisen korvauksen. Tämä korvaus voi olla joko kiinteä summa tai markkinahinnan päälle tarjottava preemio. Puhtaassa tuotantotariffijärjestelmässä itse käytetystä ja verkkoon syötetystä sähköstä saa saman korvauksen. Syöttötariffijärjestelmissä verkkoon syötettyä aurinkosähköä tuetaan joko kiinteällä korvauksella per kWh (Feed-in Tariff) tai sähkön spot-hinnan päälle maksettavan preemion (Feed-in Premium) muodossa. Käytännössä monet tukijärjestelmät ovat hybridejä näiden ääripäiden väliltä. Vuonna 2013 erilaiset syöttötariffijärjestelmät olivat yleisin käytetty uusiutuvan energian tukimuoto (Renewable Energy Policy Network for the 21 Century, 2014).

Tariffijärjestelmien vaikutus sähkömarkkinoihin on pitkälti riippuvainen tukien rahoituksen lähteestä. Jos valtio maksaa tuotantotariffia, on sen vaikutus sähkömarkkinoihin täysin vastaava kuin investointituella. Käytännössä erona on vain se, että valtio maksaa tukea pienemmissä erissä ja pidemmän aikaa. Yleensä tariffijärjestelmissä tuet eivät kuitenkaan tule suoraan valtion budjetista, vaan kuten esimerkiksi Iso-Britanniassa, suuret sähköyhtiöt ovat velvoitettuja maksamaan korvauksen kuluttajalle<sup>6</sup> (Ofgem, 2015c). Kuviossa 3.9 on esitetty tariffijärjestelmän vaikutus sähkömarkkinoihin, kun oletetaan että sähköyhtiöt ovat velvoitettuja maksamaan tariffin aurinkosähkön tuottajille ja sähköyhtiöt eivät pysty siirtämään tätä kustannusta kuluttajille. Tarkastelun yksinkertaistamiseksi sähkön kysyntäkäyrä on esitetty pystysuorana.

---

<sup>6</sup>Koska aurinkosähkö väistämättä jakautuu alueellisesti epätasaisesti, jaetaan Iso-Britanniassa tuen kustannukset tasan sähköyhtiöiden välillä niiden markkinaosuuksien perusteella. Näin vältetään vääristämästä yhtiöiden välistä kilpailukykyä. Yli 250 000 asiakkaan sähköyhtiöiden täytyy osallistua syöttötariffijärjestelmään ja pienemmät yhtiöt voivat osallistua halutessaan. (Ofgem, 2015c)





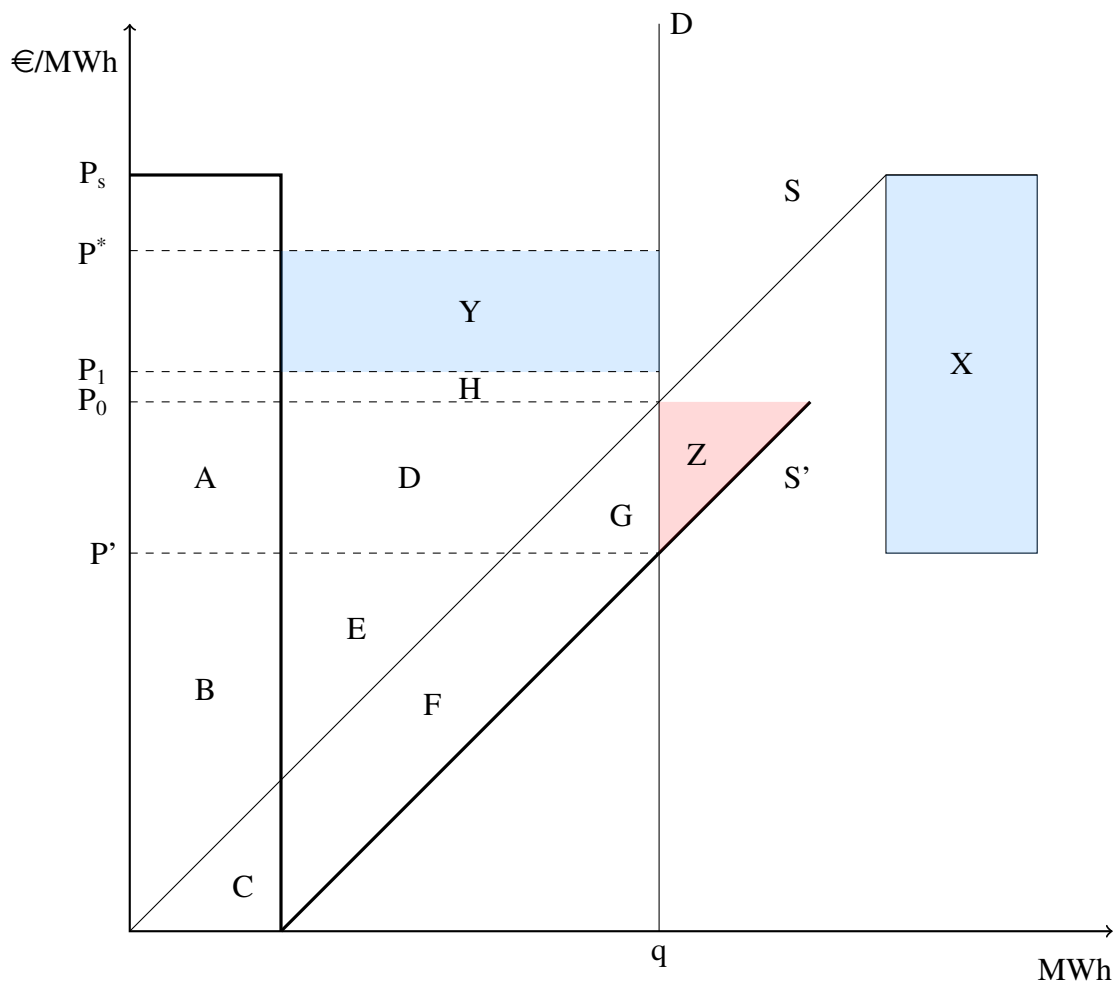
**Kuvio 3.9:** Valtion maksaman tuotantotariffin vaikutus sähkömarkkinoille

Lähtötilanteessa tarjontakäyrä  $S$  leikkaa kysyntäkäyrän niin, että hinta asettuu tasolle  $P_0$ . Tarjontakäyrän loppuosassa oleva vaakasuora osio kuvaa aurinkosähkön potentiaalia ja sitä hintaa mitä tämän potentiaalin realisoituminen vaatisi. Koska lähtötilanteessa  $P_0$  on alle aurinkosähkön vaatiman hintatason  $P_s$ , eivät aurinkosähköinvestoinnit toteudu. Jotta aurinkosähkö saataisiin kannattavaksi asetetaan tuotantotariffi, jossa velvoitetaan sähköyhtiöt ostamaan aurinkosähköä hintaan  $P_s$ . Tällöin tarjontakäyrä siirtyy oikealla, sillä tariffijärjestelmän myötä aurinkosähkö on ostettava markkinoilta ensimmäisenä. Uusi tarjontakäyrä on tällöin  $S'$ .

Täysin kilpailullisilla markkinoilla sähkönhinta asettuisi tasolle  $P'$  ja perinteisten sähköyhtiöiden ylijäämä alensi merkittävästi tasolta  $A + B + E + F$  tasolle  $F + G$ . Kuluttajien ylijäämä kasvaisi alueen  $A + E + H$  verran, mutta kokonaisylijäämä laskisi sillä  $H < B$ . Lähtötilanteessa alueet  $A + B$  olivat tuottajien ylijäämää, mutta koska aurinkosähkön ra-

jakustannus on  $P_s$  eivät nämä alueet ole aurinkosähkön tuottajille ylijäämää. Kuten olettaa saattaa, tehottoman teknologian suosiminen johtaa kokonaishyvinvoinnin laskuun.

Todellisuudessa sähköyhtiöillä on kuitenkin merkittävää markkinavoimaa, jolloin ne voivat pyrkiä nostamaan sähkön hintaa säilyttääkseen oman ylijäämänsä. Kuviossa 3.10 on havainnollistettu kuinka perinteiset sähköyhtiöt voivat saada takaisin syrjäytyneestä tuotannosta aiheutuneet tulonmenetykset. Jotta tuottajien ylijäämä säilyy samalla tasolla kuin ennen tariffijärjestelmää, tulee sähkön hinnan nousta lähtötilannetta korkeammalle tasolle  $P_1$ . Tällöin alue  $H$  korvaa vähentyneestä sähkönmyynnistä aiheutuneet alueen  $Z$  suuruisen ylijäämän laskun. Nyt perinteisten tuottajien saama ylijäämä on yhtä suuri kuin lähtötilanteessa, sillä  $A + B + D + E = D + E + F + G + H$ .



**Kuvio 3.10:** Tariffijärjestelmä ja tuottajien ylijäämä

Jos valtio ei maksa tariffia vaan sähköyhtiöt ovat velvoitettuja maksamaan aurinkosähkös-  
tä hinnan  $P_s$ , ei hinta  $P_1$  ole riittävä pitämään ylijäämää entisellä tasolla. Tässä tilanteessa  
sähköyhtiöt joutuvat maksamaan sähkön markkinahinnan lisäksi alueen  $X$  verran preemiota

aurinkosähkön tuottajille. Vähentyneestä tuotannosta aiheutunut ylijäämän lasku pystytettiin kattamaan hinnalla  $P_1$ , mutta tariffista aiheutuneet kustannukset luovat ylimääräisiä hinnan nousupainetta. Koska sähköyhtiöt tuottavat kokonaisuudessaan vähemmän sähköä, on tuotantomäärällä  $q$  sähkön yksikkökustannus alhaisempi. Näin ollen sähkön hinnan tulee nousta niin kauan, kunnes ylijäämän lisäys on yhteensä alueen  $X - Z$  verran. Kuvion 3.10 tapauksessa tämä tarkoittaa hintaa  $P^*$ , sillä tällöin  $X - Z = Y$ .

Tariffijärjestelmien vaikutukset sähkömarkkinoiden eri osapuoliin on pitkälti riippuvainen sähköyhtiöiden markkinavoimasta. Jos oletetaan täysin kilpailulliset markkinat, lisää tariffi merkittävästi kuluttajien ylijäämää tuottajien kustannuksella. Kokonaisylijäämä laskee, ellei aurinkosähkön tuotannolla ole positiivisia ulkoisvaikutuksia, joita ei ole sisällytetty hintaan  $P_s$ . Todellisuudessa markkinat harvoin kuitenkaan ovat täydelliset ja sähköyhtiöillä on merkittävästi markkinavoimaa. Tällöin tuottajat voivat siirtää tariffista aiheutuneet kustannukset kuluttajille, jolloin tuottajien ylijäämä pysyy vakiona, mutta kuluttajien laskee merkittävästi. Se, kuinka paljon kuluttajien ylijäämä laskee, on riippuvainen verkkoon syötetyn aurinkosähkön määrästä ja tariffin suuruudesta. Mitä enemmän ja mitä kalliimpaa aurinkosähkö on, sitä suurempi on sähkön markkinahinnan nousu ja tästä johtuva kuluttajien ylijäämän lasku. Käytännössä on myös mahdollista, että tariffi asetetaan alun perin suuremmaksi kuin hinta  $P_s$ , jolloin kuluttajien ylijäämä laskee entisestään. Tämä kuluttajien ylijäämän lasku siirtyisi suoraan uusille aurinkoenergian tuottajille, jolloin kyseessä olisi tulonsiirto sähkön kuluttajilta uusiutuvan aurinkosähkön tuottajille.

### 3.3.3 Nettolaskutusmalli

Nettolaskutus on järjestelmä, jossa piensähkön tuottaja voi kompensoida sähköverkosta kulutettua sähköä aiemmin verkkoon syötetyllä sähköllä (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014c). Työ- ja elinkeinoministeriön (2014c, s.3) mukaan "nettolaskutus voi perustua sähkön määrään (kWh) tai arvoon (kWh x €/kWh) ja se voi koskea sähköenergiaa, sen siirtoa tai näitä molempia". Yksikertaisimmillaan nettolaskutuksessa kotitalouksilla on oikeus "tallettaa" ylimääräsähköntuotanto ja myöhemmin käyttää talletettu määrä sähköä verkosta veloituksesta. Toisin sanoen, kun kotitalous tuottaa enemmän sähköä kuin se kuluttaa, pyörii kotitalouden sähkömittari niin sanotusti takaperin. Yleisesti rajoitteena on, että kotitalous ei saa tallettaa enempää kuin vuotuisen kulutuksensa verran, jolloin sähkölasku ei voi olla negatiivinen. Käytännössä useimmiten nettolaskutuksen alaisten tuotantolaitosten maksimikokoa on rajoitettu, jolloin kulutusta suurempi tuotanto on erittäin harvinainen tilanne.

Nettolaskutusmallia voidaanakin pitää eräänlaisena syöttötariffin erikoistapauksena, jossa tariffin suuruus seuraa sähkön kuluttajahintaa. Kuten Yamamoto (2012) tutkimuksessaan

huomauttaa, nettolaskutuksen ja syöttötariffijärjestelmän taloudelliset vaikutukset ovat yhtäläiset, jos syöttötariffi on asetettu yhtä suureksi kuin sähkön kuluttajahinta. Molemmissa tapauksissa kotitalous saa niin verkkoon syötetystä kuin itse käytetystä aurinkosähköstä yhtä suuren taloudellisen hyödyn.

Aurinkosähkön pientuottajan näkökulmasta määrään tai kiinteään hintaan perustuva pitkäaikainen netotus (esimerkiksi vuoden ajanjakso) olisi todennäköisesti houkuttelevin tukivaihtoehto, sillä suurin osa tuotannosta sijoittuu kesäaikaan, jolloin sähkön hinta on alhainen ja suurin osa kysynnästä on talvella korkean sähkön hinnan aikaan (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014c). Sähkömarkkinoiden kannalta tällainen tilanne on haitallinen, sillä pientuotannolla olisi nyt tendenssi nostaa talven kalliita hintoja ja samaan aikaan laskea kesäajan alhaisia hintoja. Määräpohjainen netotus ei myöskään millään tavalla lisäisi sähkön pientuottajien sähkön kysyntäjoustoa (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014c). Kuten Työ- ja elinkeinoministeriön (2014c) raportissa todetaan, olisi tuntiperusteinen netotus sähköjärjestelmän tehokkuuden näkökulmasta parempi ratkaisu. Siinä pientuottajan sähkön arvo perustuisi kullakin hetkellä vallitsevaan kysyntään ja näin ollen paremmin kuvastaisi verkkoon syötetyn sähkön oikeaa arvoa. Mikäli netotus tapahtuisi sähkön tuntihintaan perustuen, mutta verkosta ostetun sähkönhinta olisi nykyisen yleisimmän käytännön mukaan kiinteä, luotaisiin pientuottajalle kannustimet aktiiviseen kysyntäjouksoon millä olisi positiivisia vaikutuksia sähköjärjestelmän toimintaan ja sähkön riittävyyteen.

Määräpohjainen nettolaskutus on kotitalouden näkökulmasta puhtaan tuotantotariffin tapaan yksinkertainen tukimuoto, sillä investoinnin tuoton maksimointi ei vaadi kulutustottumusten muuttamista. Useimmissa tariffijärjestelmissä verkkoon syötetystä sähköstä saadaan pienempi korvaus kuin itse hyödynnetystä aurinkosähköstä, jolloin kannustin on kuluttaa mahdollisimman suuri osa tuotannosta itse. Tällöin luodaan kotitalouksille kannustimet investoida pienempiin laitoksiin, joiden tuotannosta pystytään hyödyntämään suurempi osa itse. Luonnollisesti, mitä suurempi verkkosähkön ja syöttöhinnan välinen erotus, sitä vahvempi tämä kannustin. Aurinkovoimalaitoksen koon lisäksi itse käytetyn sähkön osuuteen voi vaikuttaa sähkön kulutustottumuksia muuttamalla. Jos aurinkosähköön investoineet kotitaloudet pyrkivät ajoittamaan suurikulutuksisten laitteiden käytön aurinkosähkön tuotantopiikkien aikaan, vähenee sähköjärjestelmässä vaadittavan säätövoiman tarve.

Tukijärjestelmissä, joissa itse hyödynnetyn sähkön arvo on merkittävästi suurempi kuin verkkoon syötetyn, ovat kannustimet pienten järjestelmien rakentamiseen vahvemmat. Tällöin ongelmana on, että suurten aurinkovoimaloiden tuomia skaalaetuja, kuten esimerkiksi vähentyneitä asennuskustannuksia, ei päästä hyödyntämään. Samaan aikaan tällainen syöttötariffijärjestelmä tuottaa lisää epävarmuutta investoinnin tuotosta, sillä aurinkosähkön itse hyödynnettyä osuutta voi olla vaikea arvioida. Kuten mallinnuksen tuloksia käsittelevässä luvus-

sa 4 tulemme huomaamaan, itse hyödynnetyn aurinkosähkön osuudella voi olla erittäin suuri vaikutus investoinnin kannattavuuteen. Epävarmuus investoinnin tuoton kannalta merkittävästä muuttujasta voi luonnollisesti vähentää investointien kokonaismäärää. Tämän lisäksi on mahdollista, että kotitaloudet näkevät tällaisen järjestelmän vaivalloisempana, kuin yksinkertaisen nettolaskutusmallin mikä voi entisestään heikentää investointihalukkuutta. Nettolaskutusjärjestelmässä tällaisia epävarmuustekijöitä ei ole.

## **3.4 Kokemuksia aurinkosähkön pientuotannon tukimalleista**

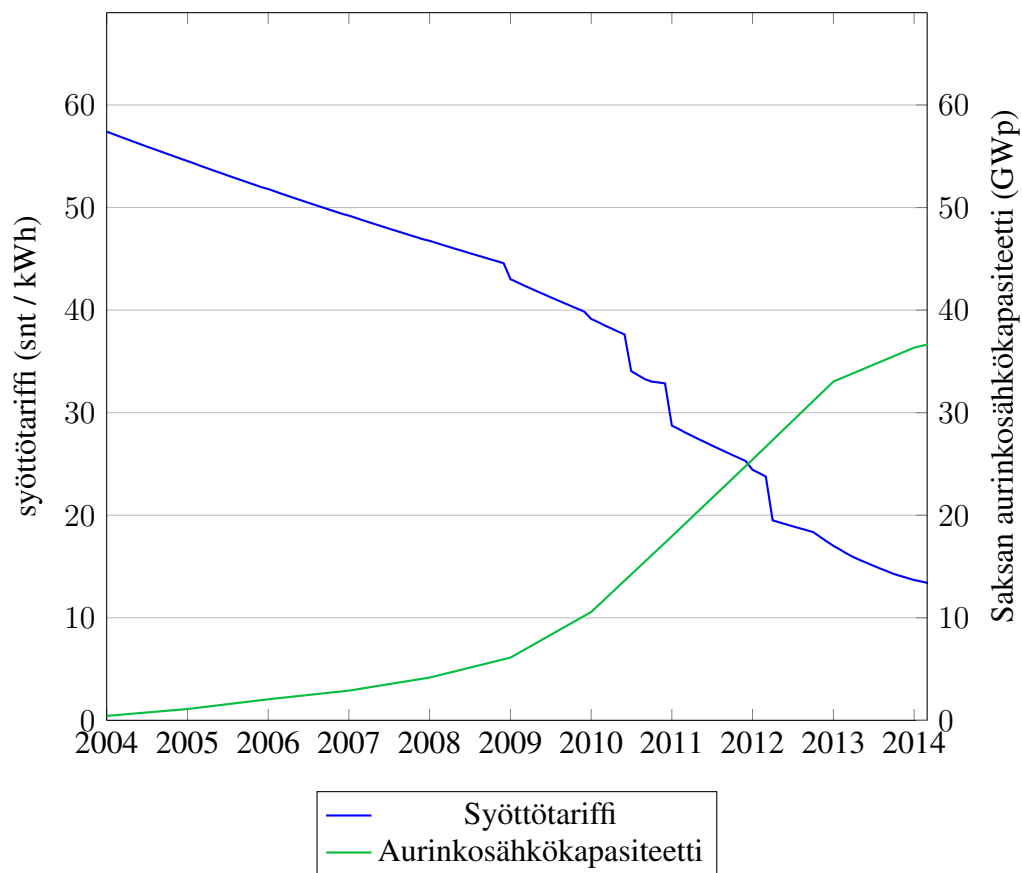
### **3.4.1 Syöttötariffi Saksassa**

Saksan uusiutuvan energian syöttötariffijärjestelmä luotiin jo vuonna 1991. Sen aikainen järjestelmä velvoitti sähköyhtiöt ostamaan verkkoon syötettävän uusiutuvan energian ja korvauksen suuruudeksi oli määritelty 90 % sähkön kuluttajahinnasta (Frondelet al., 2010). Vuonna 2000 syöttötariffijärjestelmää uudistettiin nykymuotoonsa niin, että eri uusiutuvan energian teknologioille säädettiin tuotantokustannuksiin perustuvat tariffitasot (Frondelet al., 2010). Aurinkosähkön tuottajille taattiin, että syöttötariffia maksettaisiin 20 vuoden ajan.

Tällaisen tuotantokustannuksiin sidotun tukijärjestelmän erikoisena ominaisuutena on se, että tuen alaisista teknologioista tehottominta vaihtoehtoa tuetaan kaikkein voimakkaimmin. Tällaisen tukijärjestelmän tapauksessa luodaan yhtäläiset kannustimet kaikkiin uusiutuvan energian investointeihin riippumatta teknologian nykytilasta. Näin ollen on erittäin todennäköistä, että valtio maksaa kulloinkin asennetulle uusiutuvan energian kapasiteetille tukea vaadittua enemmän. Tuotantokustannuksiin perustuva tukijärjestelmä voi kuitenkin olla perusteltu, jos valtio arvioi, että kaikkia tuettuja tuotantomuotoja vaaditaan kapasiteettitavoitteen saavuttamiseksi. Tämän tavoitteen saavuttamiseen voi myös liittyä ajallisia rajoitteita, jolloin useamman teknologian subventoiminen voi olla perusteltua, sillä se todennäköisesti nopeuttaa uusiutuvan kapasiteetin kasvua. Ilmastomuutoksen torjunnan kannalta tätä lähestymistapaa voidaan pitää perusteltuna, sillä vaadittavat päästövähennykset ovat massiiviset ja vaativat täten kokonaisvaltaista sähköntuotannon uudistamista.

Koska Saksassa syöttötariffin taso oli sidottu aurinkosähkön tuotantokustannuksiin, oli vuonna 2001 aurinkosähkölle asetettu tariffi erittäin korkea. Alla olevassa kuviossa 3.11 on esitetty kuinka kotitalouksien alle 30 kWp aurinkosähköjärjestelmän syöttötariffi on laskenut vuoden 2004 tammikuusta vuoden 2015 maaliskuuhun. Vastaavasti kuvion vihreä jana osoittaa kuinka Saksan aurinkosähkökapasiteetti on kasvanut samalla aikavälillä. Esitetyn kuvion perusteella on selvää, että Saksan tariffijärjestelmä on onnistunut luomaan merkittävää aurinkosähkökapasiteettia. Saksan tukijärjestelmää onkin usein julkisessa keskustelussa tituleerattu

suureksi menestystarinaksi, sillä se on saanut aikaan aurinkosähkömarkkinoiden räjähdysmäisen kasvun.



**Kuvio 3.11:** Saksan syöttötariffin ja aurinkosähkökapasiteetin kehitys.  
Lähde: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015)

Koska aurinkosähkön syöttötariffi oli pitkään selvästi suurempi kuin kotitalouksien sähköstä maksama hinta, kannusti järjestelmä syöttämään mahdollisimman paljon sähköstä suoraan verkkoon. Tästä syystä Saksassa asennetut aurinkosähköjärjestelmät ovat keskimäärin melko suuria, noin 4-8 kWp järjestelmiä (Seel et al., 2013) ja usein koko järjestelmän tuottama sähkö syötetään suoraan verkkoon. Vuodesta 2011 alkaen myös tuottajan itse hyödyntämistä sähköstä on saanut lisäkorvauksen ja preemion koko kasvaa entisestään, jos kotitalous pysty kuluttamaan yli 30 % tuottamastaan aurinkosähköstä (European Photovoltaic Industry Association, 2013). Itsekulutuspreamion ja alentuneen syöttötariffin myötä kannustimet aurinkosähkön paikalliseen hyödyntämiseen ovat kasvaneet merkittävästi.

Vaikka Saksan energiapolitiikan sunnanmuutos, niin sanottu energiewende, on onnistunut luomaan maailman suurimman aurinkosähkökapasiteetin, on se saanut osakseen myös vahvaa kritiikkiä. Kritiikin pääpaino on kohdistunut järjestelmän kustannuksiin, joiden on nähty olevan kohtuuttomat sen saavutuksiin nähden (Gawel et al., 2012). Frondel et al. (2010) mu-

kaan on selvää, että Saksan syöttötariffijärjestelmä ei kestä tarkempaa taloudellista tarkastelua. Jotta aurinkosähköinvestoinneista on saatu kannattavia, ovat niille annetut tuet olleet selvästi muita uusiutuvan tuotantomuotojen tukia suurempia. Verrattuna sähkömarkkinoiden spot-hintaan aurinkosähkön syöttötariffi oli vuonna 2006 noin 10-kertainen, vuonna 2010 noin 7-kertainen ja vuoden 2015 alussa vielä noin 2–3-kertainen (EpexSpot, 2015; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2013; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015). Tällä hetkellä aurinkosähkön syöttötariffi on laskenut vastaavalle tasolle kuin bioenergian tai merituulivoiman tariffit, mutta aikaisin asennetuille aurinkopaneeleille tulee maksaa korkeaa tariffia koko 20 vuoden ajan. Tästä syystä Frondel et al. (2014) arvioi, että huhtikuun 2000 ja tammikuun 2013 välillä asennetun aurinkosähkön kokonaiskustannus tulee olemaan yhteensä 108 miljardia euroa. Tämä summa jää lopulta kuluttajien maksettavaksi. Tähän mennessä vasta alle 20 % tästä kustannuksesta on realisoitunut – suurin osa tulee kuluttajien maksettavaksi seuraavan kahden vuosikymmenen aikana. Frondel et al. (2014) arvioivat, että uusiutuvan energian syöttötariffi aiheuttaa lähes 300 € vuotuisen lisäkustannuksen keskiverto kolmen hengen kotitaloudelle, josta noin puolet aiheutuu aurinkosähköstä. Koko 20 vuoden elinkaaren aikana tämä tarkoittaa lähes 6 000 € nimellistä kustannusta per kotitalous.

Gawel et al. (2012) mukaan tällainen vertailu on harhaanjohtavaa, sillä sähkönhinta ei ole yhtä kuin kulutuksen taloudelliset kustannukset. Heidän mukaan sähkön spot-hinta ei heijasta sähkön kulutuksen negatiivisia ulkoisvaikutuksia, jolloin tällaiset kustannusarviot vääristävät kuvaa perinteisten tuotantomuotojen hyväksi. Gawel et al. (2012) huomauttavat myös, että koko sähköjärjestelmä on optimoitu fossiilisille energiantuotannolle, jolloin markkinat eivät ole aidosti kilpailulliset. Toisin sanoen, fossiiliset teknologiat hyötyvät aikaisemmin valitusta kehityspolusta, jolloin uusiutuva teknologia joutuu altavastaaajaksi jo järjestelmän rakenteen vuoksi. Talousteorian näkökulmasta tehokkain ratkaisu olisi näiden epäsuorien kustannusten hinnoittelu, jolloin fossiilisten tuotantotapojen kustannukset kasvaisivat ja uusiutuvien suhteellinen kilpailukyky paranisi. Euroopan päästökauppajärjestelmän (EU ETS) perustoimintaperiaate onkin juuri tämä, mutta käytännössä päästölupien hinnat ovat jääneet ylliallokaation vuoksi liian alhaisiksi, jolloin ne eivät ole edistäneet uusiutuvaa energiantuotantoa toivotulla tavalla.

EU ETS:n päästölupien hinnat ovat jo pitkään olleet alhaisella tasolla ja viimeisen vuoden hinta on vaihdellut noin 4,5–7,5 € välillä (The European Energy Exchange, 2015). Matthes (2010) toteaa tutkimuksessaan, että sen aikainen 15 € päästöluvan hinta ei missään nimessä ole riittävä 2 °C ilmastotavoitteen saavuttamiseksi pitkällä aikavälillä. Onkin hyvin mahdollista, että päästökauppajärjestelmä soveltuu nykymuodossaan lähinnä lyhyen- ja keskipitkän aikavälin päästövähennysvaihtoehtojen hinnoitteluun (Matthes, 2010). Tämän lisäksi muun

muassa Neuhoﬀ (2005) ja Lehmann et al. (2012) argumentoivat, että EU ETS ei yksinään ole riittävä instrumentti perusteelliseen energiajärjestelmän suunnanmuutokseen. Tätä taustaa vasten Saksan syöttötariffijärjestelmän kaltaisia ylimääräisiä tukijärjestelmiä voidaan pitää perusteltuina pitkän tähtäimen ilmastotavoitteen näkökulmasta.

Saksan syöttötariffijärjestelmän ympäristöhyötyjä on myös kyseenalaistettu, sillä EU ETS asettaa sitovan rajan kasvihuonepäästöille, jolloin talousteorian mukaan aurinkosähköllä saavutetut päästövähennykset johtavat päästöjen kasvuun toisaalla (Sinn, 2013). Toisin sanoen, päästölupien vähentynyt kysyntä sähkösektorilla laskee lupien hintaa ja kasvattaa niiden kysyntää muilla päästökaupan alaisilla sektoreilla korvaten alkuperäisen kysynnän laskun. Tämä johtopäätös ei kuitenkaan pidä paikkaansa, jos syöttötariffijärjestelmä on otettu huomioon jo päästölupien määrää asetettaessa. Saksan tapauksessa näin on, sillä Saksan uusiutuvan energian tuki on huomioitu Saksan maakohtaista päästökattoa määritettäessä (Matthes, 2010). Näin ollen voidaan päätellä Saksan uusiutuvan energiantukien aiheuttavan niin sanotusti "aitoja" päästövähennyksiä.

Todellisuudessa Saksan energiewenden myötä on koettu niin sanottu ilmastoparadoksi, jossa uusiutuvan energian tuotannon lisääminen on itse asiassa nostanut sähköntuotannon kasvihuonepäästöjä. Vuoden 2009 pohjalukemista sähköntuotannon päästöt nousivat vuoden 2014 alkuun mennessä yhteensä noin 8 % (Agora Energiewende, 2015a). Agora Energiewende (2015b) julkaiseman raportin mukaan kasvihuonepäästöjen kasvu ei selity ydinvoiman vähentämisellä vaan sillä, että maakaasun käyttöä on korvattu kivihieillä. Niin Saksassa kuin sen naapurimaissa kivihiilen kilpailukyky on kasvanut alentuneiden päästölupien hintojen ja kallistuneen maakaasun vuoksi. Vuonna 2014 uusiutuvat energiamuodot tuottivat 25,8 % Saksan sähköstä, kun ruskohiili vastasi 25,6 % ja antrasiitti 18 % tuotannosta. Näin ollen kivihiilen kokonaisosuus Saksan sähköntuotannosta on edelleen noin 45 %. Vuonna 2014 maan kokonaispäästöt laskivatkin noin 5 % edellisvuodesta, mutta ainakin osa tästä laskusta selittyy vuoden 2014 leudolla talvella (Agora Energiewende, 2015a).

Edellä esitettyjen suurten kustannusten ja kyseenalaisten ympäristömeriittien lisäksi on kritisoitu syöttötariffijärjestelmän tulonjakovaikutuksia. Koska aurinkosähköinvestointi vaatii merkittävää alkupääomaa, kohdistuvat syöttötariffista saadut tulot pääosin varakkaammille kotitalouksille. Samaan aikaan kuitenkin sähkön hinnan noususta aiheutuneet kustannukset kohdistuvat suhteettomasti pienituloisille kotitalouksille, sillä sähkön kulutus muodostaa suuremman osan heidän menoistaan. Muun muassa Grösche & Schröder (2014) toteavat yksiselitteisesti, että Saksan syöttötariffijärjestelmän tulonjakovaikutukset ovat regressiiviset. Kohonnut sähkön hinta on myös luonut energiaköyhyyttä, jossa matalatuloisilla kotitalouksilla on vaikeuksia sähkölaskujen maksun kanssa (Eddy & Reed, 2013). Gawel et al. (2012) näkemyksen mukaan Saksa energiapolitiikan tavoitteena tulee jatkossakin olla uusiu-



tuvaan energiaan pohjautuvan sähköjärjestelmän luominen ja tästä aiheutuvaa mahdollista energiaköyhyyttä tulisi suitsia sosiaalipolitiikalla eikä muuttamalla energiapolitiikkaa. Hän huomauttaa, että talousteorian oppien mukaan allokatiivista tehokkuutta ja tulonjakokysymyksiä tulee tarkastella erikseen.

Saksan syöttötariffijärjestelmän korkeita kustannuksia voidaan puolustella sen positiivisilla dynaamisilla vaikutuksilla. Aurinkosähkön kustannukset ovat laskeneet merkittävästi ja uusiutuvan energian teollisuus on Saksassa suuri työllistäjä. On kuitenkin hyvin mahdollista, että aurinkosähkön kustannuksia olisi voitu laskea kustannustehokkaammin esimerkiksi puhtaasti tuotekehitykseen panostamalla. Globaalista näkökulmasta Saksan syöttötariffijärjestelmää voidaan joka tapauksessa pitää menestyksenä, sillä se on osaltaan mahdollistanut koko aurinkosähköteollisuuden nousun. Saksassa järjestelmän kriitikot ovat pääosin puoltaneet vaihdettaviin sertifikaatteihin perustuvia järjestelmiä, mikä olisi Saksan tapauksessa tarkoittanut tällä hetkellä kannattavimman uusiutuvan teknologian eli tuulivoiman rakentamista. Gawel et al. (2012) kuitenkin argumentoi, että Saksan energiapolitiikan tavoitteena on nimenomaan luoda laaja-alainen portfolio uusiutuvaa energiaa ja tässä tavoitteessa syöttötariffijärjestelmä on kiistämättä onnistunut.

### **3.4.2 Tuotantotariffi Iso-Britanniassa**

Osana vuonna 2009 sovittuja EU:n yhteisiä uusiutuvan energian tavoitteita Iso-Britannia asetti tavoitteekseen, että 15 % maan energian kulutuksesta olisi uusiutuvaa energiaa vuoteen 2020 mennessä (Great Britain, 2009a). Tämä tavoite sisältää koko energian kulutuksen ja Britannialla ei ole erillistä tavoitetta uusiutuvan sähkön tuotannolle. Vuonna 2009 julkistetussa uusiutuvan energian strategiassa kuitenkin arvioidaan, että tavoitteen saavuttamiseksi noin 30 % sähköstä tulisi olla uusiutuvista lähteistä, joista suurin osa tuotettaisiin maalle tai merelle sijoitetulla tuulivoimalla (Great Britain, 2009b). Noin 2 % maan sähkötarpeesta tulisi tämän arvion mukaan täyttää pientuotannon avulla, joten myös kotitalouksien aurinkosähköllä on merkittävä rooli tavoitteen saavuttamisessa. Euroopan ympäristöviraston vuoden 2014 kesäkuussa julkaiseman raportin mukaan tämänhetkisen kehityksen perusteella Britannia olisi saavuttamassa kaikki vuodelle 2020 asetetut ilmasto- ja energiatavoitteet (European Environment Agency, 2014). Iso-Britannian pitkän tähtäimen ilmastotavoite määriteltiin vuoden 2008 ilmastolaissa, jossa se sitoutui 80 % päästövähennykseen vuoden 1990 tasosta vuoteen 2050 mennessä (Great Britain, 2008).

Pienaurinkosähkön päätukimuodoksi Britannian hallitus lanseerasi syöttötariffijärjestelmän, joka astui voimaan huhtikuussa 2010 (Cherrington et al., 2013). Tukijärjestelmän pääkannustimenä toimii tuotantotariffi, jossa sähköyhtiö on velvoitettu maksamaan kiinteän korvauk-

sen jokaista tuotettua kWh kohden. Tuotantotariffi on tällä hetkellä taattu 20 vuodeksi ja se on sidottu kuluttajahintaindeksiin. Vuoden 2015 alusta maaliskuun loppuun asti tukitaso on 13,88 p/kWh<sup>7</sup> (19,10 snt/kWh) (Ofgem, 2015f). Tämän lisäksi pientuottaja saa korvaukseksi 4,77 p/kWh (6,56 snt/kWh) jokaista sähköverkkoon syötettyä kWh kohden. Näiden tariffien lisäksi aurinkosähköinvestointeja on pyritty tukemaan alentamalla aurinkopaneelien arvonlisävero 5 %, kun Britannian yleinen arvonlisäverokanta on 20 %<sup>8</sup> (Great Britain, 2015b).

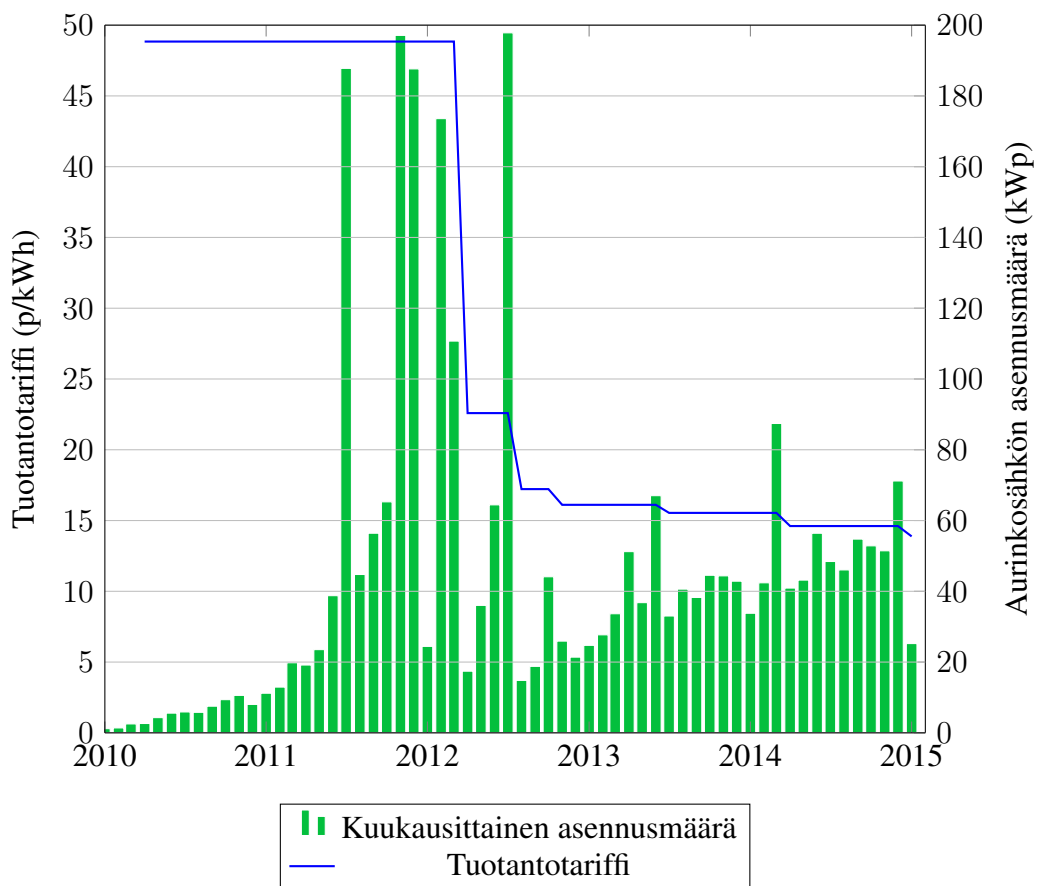
Nimestään huolimatta, Britannian syöttötariffijärjestelmä on luonteeltaan ennemmin tuotantotariffi, sillä kannustimien pääpaino on selkeästi tuotannossa. Tukijärjestelmä kannustaa myös kuluttamaan mahdollisimman suuren osan tuotetusta sähköstä itse, sillä verkkoon syötetystä sähköstä saatu korvaus on alle puolet sähkön kuluttajahinnasta. Pientuottajien tapauksissa oletetaan, että 50 % tuotetusta sähköstä syötetään verkkoon ja syöttötariffi maksetaan tältä osuudelta. Näin ollen suoraan kotitalouden itse hyödyntämän aurinkosähkön taloudellinen hyöty on sähkön kuluttajahinnan ja tuotantotariffin summa. Jos kotitalous kuluttaa kaiken tuottamansa aurinkosähkön itse, on tuen suuruus käytännössä  $\text{tuotantotariffi} + 0,5 * \text{syöttötariffi}$ , jolloin tämän hetken maksimaalinen tariffi on 16,27 p/kWh (22,43 €/kWh).

Verrattuna edellä tarkasteltuun Saksan syöttötariffijärjestelmään, Britannian tukijärjestelmä kannustaa kotitalouksia selvästi voimakkaammin kuluttamaan aurinkosähköä paikallisesti. Saksan syöttötariffimallissa pääpaino on historiallisesti ollut verkkoon syötetyn sähkön tukemisessa. Tämä on myös johtanut merkittävään eroon aurinkosähköjärjestelmien koossa – siinä missä Saksassa suurin osa asennetuista aurinkosähköjärjestelmistä on noin 4–8 kWp, on 95 % Iso-Britanniassa asennetuista järjestelmistä alle 4 kWp (Ofgem, 2015g). Pienten alle 4 kWp aurinkosähkövoimaloiden osuus kokonaiskapasiteetista on Britanniassa huomattavat 63 %.

Vaikka Iso-Britannian tukijärjestelmä poikkeaa kannustinrakenteeltaan Saksan järjestelmästä, on sen toimivuus samaan tapaan riippuvainen tariffien suuruudesta. Iso-Britanniassa on useaan otteeseen tehty muutoksia tuotantotariffin tasoon mikä on aiheuttanut suuria heilahteluja aurinkosähkön asennusmäärissä. Nämä heilahtelut ovat havaittavista kuviosta 3.12, jossa on esitetty tuotantotariffin kehitys ja uusien asennusten kuukausittainen määrä.

<sup>7</sup>Huhtikuusta 2012 alkaen asennettavan kohteen energialuokitus (Energy Performance Certificate) tulee olla vähintään "D", jotta kotitalous on oikeutettu täyteen tukeen. Jos kohteen energialuokitus on alle tämän tason, saa kotitalous alennettua tukea. (Ofgem, 2013)

<sup>8</sup>Tämän arvonlisäveron alennuksen laillisuus on epäselvää, sillä Euroopan komissio on haastanut Britannian oikeuteen, koska sen näkemyksen mukaan järjestely rikkoo niin sanotussa ALV-direktiivissä määriteltyjä säännöksiä (European Commission, 2013). Tapauksen käsittely on vielä kesken.



**Kuvio 3.12:** Britannian tuotantotariffin kehitys ja aurinkosähkön asennusmäärät.  
Lähde: Ofgem (2015e)

Kuviosta nähdään selvästi, kuinka aurinkosähkövoimaloiden asennusmäärissä on ollut voimakasta vaihtelua ja että asennuspiikit ovat yleisesti ajoittuneet juuri ennen tuotantotariffin laskua. Suurin asennuspiikki ajoittuu heinäkuulle 2012, sillä 1.8.2012 alkaen Britannian valtio lyhensi tuotantotariffin myöntämisaikaa 25 vuodesta 20 vuoteen. Alkuperäisen suunnitelman mukaan tariffin tuli laskea noin 8,5–9 % vuosivauhtia (Ofgem, 2011), mutta aurinkopaneelien hinnan laskusta aiheutuneiden ennakoitua suurempien asennusmäärien vuoksi tukitasoja laskettiin suunniteltua nopeammin. Tämä on yleinen ongelma erilaisissa tariffijärjestelmissä, sillä aurinkosähköteknologian kehityksen ennustaminen on erittäin vaikeaa, jolloin valtio voi joutua muuttamaan politiikkaansa hyvinkin nopealla tahdilla. Tariffitasojen reagoiminen aurinkopaneelien markkinahinnan muutoksiin on väistämättä hidasta, sillä poliittinen päätöksenteko vie oman aikansa. Tästä syystä otolliseen aikaan investoineet kotitaloudet saivat valtion subvention avulla investoinnilleen merkittävästi suunniteltua 4,5–8 % suuremman tuoton (Great Britain, 2012a).

Tukijärjestelmän avulla Iso-Britannia on pystynyt nostamaan aurinkosähkön kokonaiskapasiteetin yli 5000 MWp ja vuonna 2014 aurinkosähkö vastasi noin 1,2 % maan koko sähkön-

tuotannosta (Great Britain, 2015a). Tämä oli noin 6 % koko uusiutuvasta sähköntuotannosta. Aurinkosähkön kasvuvauhti Britanniassa on ollut huimaa, sillä vuoden 2014 aikana aurinkosähkön kapasiteetti oli lisääntynyt 2,45 GWp mikä tarkoittaa 93,1 % vuosikasvua (Great Britain, 2015a). Tästä kasvusta kuitenkin suuri osa tuli suurtuotannosta, jota Britannia tukee erillisellä Renewable Obligation järjestelmällä.

Britannian tuotanto- ja syöttötariffin aiheuttamat kustannukset jaetaan sähköyhtiöiden kesken markkinaosuuksien perustuen, jolloin tuet eivät vääristä yhtiöiden välistä kilpailua. Vuonna 2014 Britannian maksamat tariffimaksut olivat noin £ 808 miljoonaa (Ofgem, 2014a,b, 2015b,d), joka siirtyy lopulta sähkön kuluttajien maksettavaksi. Selvästi suurin osa tästä tuesta on maksettu aurinkosähkölle, sillä noin 85 % tariffin alaisesta uusiutuvasta kapasiteetista on aurinkosähköä ja historiallisesti aurinkosähkön tariffitaso on ollut teknologioista korkein (Ofgem, 2015g).

Samaan tapaan kuin Saksassa, tariffitulojen ja aiheutuneiden kustannusten kohtaantoa on kritisoitu Britanniassa. Britannian energia- ja ilmastomuutosministeriö toteaa raportissaan, että aurinkosähköjärjestelmät sijaitsevat yleensä vauraammilla alueilla, joissa on myös korkeampi energian kulutus (Great Britain, 2012b). Grover (2013) päätyy samaan lopputulemaan tutkimuksessaan ja arvioi, että Britannian köyhin puolikas väestöstä saa vuosittain £ 14,2–26,5 miljoonaa vähemmän tariffimaksuja kuin jos aurinkosähköinvestoinnit olisivat jakautuneet tasan tuloryhmien välillä. Tutkimuksen julkaisun jälkeen tariffimaksut ovat kasvaneet noin 50 %, joten jos uusien asentajien tulojakauma on pysynyt vakaana, voidaan karkeasti arvioida, että rikkaampi puolikas väestöstä saa tällä hetkellä vuositasolla tukia noin £ 21–40 miljoonaa enemmän kuin köyhempi puolikas. Kuten Grover (2013) oikeutetusti huomauttaa, on Britannian valtio luovuttanut sähköyhtiöille vallan päättää kuka tariffijärjestelmän kustannukset maksaa. Ofgem (2015a) julkaiseman datan mukaan keskiporto kotitalouden vuotuisesta £ 608 sähkölaskusta £ 11 aiheutuu tariffimaksuista. Tämä tarkoittaa noin 2 % suurempaa laskua kuin ilman tukijärjestelmää.

Tarkastellessaan tariffijärjestelmän taloudellisia vaikutuksia Cherrington et al. (2013) toteavat tutkimuksessaan, että vuoden 2011 arvion perusteella tariffijärjestelmä on yksinään luonut noin 25 tuhatta uutta työpaikkaa. Hughes (2011) kuitenkin huomauttaa, ettei luotujen työpaikkojen määrän tulisi olla minkäänlainen politiikan toimivuuden mittari vaan menestystä pitäisi tarkastella vaikutuksilla kokonaistuloon tai yhteiskunnalliseen hyvinvointiin. Hughes jatkaa huomauttamalla ettei ole olemassa uskottavaa näyttöä Britannian ilmastopolitiikan työllisyyttä lisäävästä vaikutuksesta keskipitkällä ja pitkällä aikavälillä, kun oletetaan että makrotaloudelliset olosuhteet pysyvät vakiona.

### 3.4.3 Nettolaskutus Yhdysvalloissa ja Euroopassa

Nettolaskutuksen hyödyntäminen uusiutuvan energian tukemisessa on ollut historiallisesti selvästi yleisempää Yhdysvalloissa kuin Euroopassa. Ensimmäiset nettomittarointijärjestelmät luotiin vuonna 1980 Idahossa ja 1981 Arizonassa (Wan & Green, 1998). Yhdysvalloissa vuonna 2005 hyväksytty Energy Policy Act velvoittaa julkiset sähköyhtiöt tarjoamaan nettolaskutusta asiakkailleen näiden sitä pyytäessä (United States of America, 2005). Liittovaltion asettamassa laissa ei määritellä mitään rajoituksia nettomittaroinnille, mutta monissa osavaltioissa on voimassa lakeja, jotka rajoittavat nettomittarointia. Tällä hetkellä vain kolme osavaltiota, Mississippi, Etelä-Dakota ja Tennessee, eivät ole määritelleet lainsäädäntöä nettomittaroinnille (N.C. Clean Energy Technology Center, 2015). Yhteensä 43:ssa Yhdysvaltain osavaltiossa on erilliset nettomittarointia säätelevät ohjelmat (Weissman & Johnson, 2012).

Yleisin käytäntö eri Yhdysvaltain osavaltioissa on, että aurinkosähkön tuottaja saa ylijäämä-sähköstään korvauksen sähkön kuluttajahinnan mukaan. Korvaus vähennetään seuraavasta sähkölaskusta ja laskutusperiodiksi on määritelty 12 kuukautta. Viidessä osavaltiossa korvaus maksetaan osavaltion sähköyhtiön "vältetyn kustannuksen" (avoided cost) mukaan ja joissakin osavaltioissa korvaus maksetaan tuotantohetken markkinahinnan mukaan. Lisäksi löytyy osavaltioita, joissa korvauksen saa käyttöhetken markkinahinnan, ennalta määrätyn tason tai markkinahinnan prosenttiosuuden mukaan. Useimmissa osavaltioissa 12 kuukauden laskutusperiodin päättyessä ylijäämäsaldo siirretään seuraavalle laskutusperiodille, mutta poikkeaviakin käytäntöjä on. Voidaankin sanoa, että korvauskäytännöt Yhdysvalloissa ovat vähintään yhtä kirjavia kuin Euroopassa suosituissa tariffijärjestelmissä. (Poullikkas et al., 2013)

Yhdysvaltain osavaltioista Kalifornia on jo pitkään ollut suurin aurinkosähkön hyödyntäjä. Kaliforniassa on asennettuna yhteensä noin 10 000 MWp aurinkosähköä, joista noin 700 MWp on kotitalouksien järjestelmiä (State of California, 2015; Solar Energy Industries Association, 2015). Kalifornian tukijärjestelmää on ylistetty totuttuun tapaan sen positiivisten työllisyysvaikutusten vuoksi ja on myös argumentoitu, että oikein hallittuna aurinkoenergia lisää Kalifornian sähköjärjestelmän vakautta (Weissman & Johnson, 2012). Järjestelmä on myös saanut osakseen kritiikkiä, joka sekin on hyvin samankaltaista kuin erilaisten tariffijärjestelmien kritiikki. Muun muassa San Diego Gas & Electric Company on argumentoinut, että tukitasot ovat liian korkeita ja subventoivat aurinkosähkön tuottajia, jotka ovat keskimääräistä varakkaampia (Weissman & Johnson, 2012). Perinteiset sähkön kuluttajat maksavat sähkön hinnan mukana siirto- ja verkkomaksut, kun taas nettolaskutuksen piirissä olevat asiakkaat eivät maksa näitä maksuja siitä sähkön kulutuksesta, joka korvataan verkkoon syö-

tetyllä aurinkosähköllä. Nettomittaroinin on näin pelätty nostavan sähkön hintaa, jolloin tavalliset sähkön kuluttajat subventoivat aurinkosähkön tuottajia. Poullikkas et al. (2013) kuitenkin huomauttaa, että tämän logiikan mukaan voidaan myös argumentoida, että kotitalous joka kuluttaa sähköä pääosin halvan hinnan aikaan (yöllä) subventoi niitä käyttäjiä, jotka kuluttavat sähköä pääosin kalliimman hinnan aikaan (päivällä). On kuitenkin huomattava, että aurinkosähkön subventointi poikkeaa tästä "kulutustottumusten subventoinnista" siinä, että aurinkosähköjärjestelmän omistajat ovat pääosin keskimääräistä varakkaampia. Weissman & Johnson (2012) toteavatkin raportissaan, että nettomittaroinnin yhtenä suurimmista hyödyistä on sähköntuotannon haitallisten ympäristövaikutusten väheneminen. Kotitalouksien aurinkosähkön tuotanto vähentää niin kasvihuonepäästöjä kuin ilmansaasteita ja on ennen kaikkea tilankäytöllisesti tehokasta. Uusiutuvan energian ympäristöhaitat liittyvät merkittävässä määrin niiden suureen tilantarpeeseen, mutta hajautetun kotitalouksien tuotannon avulla tämä haitta vältetään (Weissman & Johnson, 2012).

Euroopassa nettomittarointi on hyödynnetty merkittävästi vähemmän ja tällä hetkellä se on käytössä vain Alankomaissa, Belgiassa, Italiassa, Kyproksella ja Tanskassa (Poullikkas et al., 2013; RES Legal Europe, 2015). Italiassa ja Belgiassa nettomittarointi on suoritettu rahalliseen arvoon perustuen (Poullikkas et al., 2013; PV Grid Project, 2015), jolloin verkkoon syötetystä sähköstä saatu korvaus riippuu sen hetkisestä sähkön markkinahinnasta. Italiassa nettomittarointi ("Scambio sul posto") on korvannut aiemmin käytössä olleen syöttötariffi järjestelmän ("Conto Energia"). Aikaisemmin Tanskassa oli käytössä täysimittainen vuoden sisäinen nettomittarointi, mutta vuonna 2012 koettu 2 075 % aurinkosähkökapasiteetin kasvu pakotti tukijärjestelmän muutoksiin. Joulukuussa 2012 Tanskan hallitus hyväksyi lakimuutoksen, jossa tukijärjestelmä muutettiin vuosittaisesta nettomittaroinnista tunnin sisäiseen nettomittarointiin (Danmark, 2015). Tämän lisäksi lakimuutoksessa nostettiin Tanskan syöttötariffin tasoa, mikä on merkittävästi parantanut suurten erillisten aurinkovoimaloiden kannattavuutta suhteessa kotitalouksien järjestelmiin (Kitzing, 2013). Vuotuisen nettomittaroinnin poistamisen taustalla oli myös pelko vähenevistä verotuloista ja uudessa lainsäädännössä suuri osa nettomittaroinnin kustannuksista pyrittiin siirtämään valtiolta sähköyhtiöille (Kitzing, 2013). Yleisesti Euroopassa on havaittavissa selkeä kehitys kohti tunnin sisäistä nettomittarointia. Aurinkosähköjärjestelmien alentuneet hinnat ovat monissa maissa tehneet vuotuisesta nettomittaroinnista liian kannattavaa, jolloin siirtyminen tunnin sisäiseen nettomittarointiin on luonnollinen askel. Tällöin aurinkosähköstä saatu korvaus myös kuvaa paremmin sähkön aika-arvoa, kun tuotannon ajallinen jakautuminen on huomioituna.

Nettomittaroinnin selkeä etu verrattuna erilaisiin tariffijärjestelmään on sen yksinkertaisuus ja tätä kautta helppo ja halpa ylläpito (Poullikkas et al., 2013). Nettomittarointia voidaankin pitää yksinkertaisena kirjanpidollisena toimenpiteenä, jossa sähköyhtiön täytyy pitää kirjan-

pidossaan asiakkaan "sähköluottoa" kunnes tämä käytetään. Aurinkosähkön tuottajan kanalta nettomittarointi on myös suosiollinen tukijärjestelmä, sillä investoinnin tuoton maksimointi ei vaadi muutoksia sähkön kulutustottumuksissa.

### **3.4.4 Investointituki Ruotsissa**

Ruotsissa investointituki aurinkosähköjärjestelmille on ollut käytössä vuodesta 2009 asti (Energimyndigheten, 2015c). Tuen suuruus on vaihdellut vuosien mittaan ja tällä hetkellä maksimitukitaso yksityisille järjestelmille on 20 % investointikustannuksesta ja investointikustannus per kWp ei saa ylittää 37 000 kruunua (noin 4 000 €) (Energimyndigheten, 2015c). Vuoden 2015 maaliskuun loppuun mennessä yhteensä 8 785 investointitukihakemusta oli vastaanotettu, joista 3 202 hyväksyttiin (Energimyndigheten, 2015b). Investointitukea on maksettu yhteensä noin 361 miljoonaa kruunua (38 miljoonaa €) ja vuotuinen tukimäärä on vaihdellut vuosina 2010–2014 noin 73–81 miljoonaa kruunun (7,8–8,6 miljoonaa €) välillä (Energimyndigheten, 2015b).

Investointituen avulla Ruotsissa on onnistuttu saavuttamaan vauhdikasta, mutta hallittua aurinkosähkökapasiteetin kasvua. Koska investointituen budjetti määritellään vuosittain, on myös aurinkosähkön kokonaistukikustannusten hallinta helppoa – tukea maksetaan kunnes vuotuinen budjetti on käytetty. Tariffijärjestelmistä poiketen, määrätyn osuuden hankintahinnasta kattava investointituki ei voi luoda tuottajille ylisuuria tuottoja, sillä tuen määrä per kWp laskee reaaliaikaisesti aurinkosähköjärjestelmien hintojen kanssa. Tämä ominaisuus on hyvin havaittavissa Ruotsin investointituen tapauksessa, jossa likimain yhtä suurella tukisummalla saavutettiin vuonna 2012 8,3 MWp kapasiteetin lisäys ja vuonna 2013 19 MWp lisäys eli yli kaksinkertainen määrä (Energimyndigheten, 2015a). Kasvuvauhti oli edelleen kovaa vuonna 2014, jolloin Ruotsissa asennettiin 36,2 MWp aurinkosähköä.

Siinä missä nettomittarointia voidaan pitää hallinnollisesti yksinkertaisimpana tukimuotona, voidaan prosentuaalinen investointituki nähdä helpoimpana tapana mukautua nopeasti vaihteleviin aurinkopaneelien hintoihin. Alentuneet investointikustannukset alentavat välittömästi investointituen määrää per asennettu kWp ja vuotuisen budjetin määrittämisen yhteydessä voidaan tuen prosenttiosuutta alentaa, kuten Ruotsissa on toimittu. Muihin Euroopan maihin verrattuna Ruotsin tukipolitiikka on pysynyt hyvin vakaana. Siinä missä esimerkiksi Iso-Britanniassa ja Tanskassa on jouduttu tekemään suuria ja nopeita muutoksia tukijärjestelmiin, on Ruotsin investointitukijärjestelmän kehitys ollut hyvin ennakoitavaa. Se on mahdollistanut kiihtyvän aurinkosähkön kasvuvauhdin ilman kasvaneita tukikustannuksia. Aurinkosähkökapasiteetin kasvun vauhdittamiseksi vuodesta 2015 alkaen pientuottajat ovat oikeutettuja myös 0,6 kruunun (0,065 €) verohelpotukseen verkkoon syötetyn sähkön osalta.

## 4 Pienaurinkosähkön kannattavuus Suomessa

### 4.1 Metodologia

#### 4.1.1 Tuotantopotentialin määrittäminen

Tässä tutkimuksessa tarkastellaan aurinkosähkön tuotantoa vuositasolla ja vuotuisen säteily-määrän arvioinnissa hyödynnetään niin Euroopan komission PVGIS-järjestelmää kuin Ilma-tieteen laitoksen Helsingin Östersundomissa suorittamia aurinkosäteilymittauksia (Huld & Dunlop, 2014; Lindfors et al., 2014). PVGIS:n luvut perustuvat satelliittien avulla tehtyihin mittauksiin kun taas Lindfors et al. (2014) tutkimuksen tulokset perustuvat Helsingin Ös-tersundomissa 1.7.2013–30.6.2014 välisenä aikana suoritettuihin aurinkosäteilymittauksiin. Lindfors et al. (2014) mittauksien havainnot ovat vain 365 päivältä, mutta tämän ajanjakson tulokset asettuvat melko lähelle pitkän aikavälin mediaaniarvoja (Lindfors et al., 2014).

Tuotantopotentialia määritettäessä on oletettu, että aurinkopaneelit on kiinnitetty 40° kul-massa etelään suunnatulle omakotitalon katolle ja että aurinko pääsee paistamaan paneelei-hin esteettömästi. Lindfors et al. (2014) säteilymittaukset suoritettiin vaakatasoon asetetulle paneelille, mutta Ilmatieteen laitoksella mittauksien tulokset muunnettiin 40° kulmassa olevan pa-neelin tapaukseen (Hyvönen & Lindfors, 2014). Muunnostyössä hyödynnettiin Meteonorm-ohjelmiston versiota V7.0.22.8, jonka taustalla olevasta teoriasta ja itse ohjelmasta on mah-dollista saada lisätietoa Meteotest (2014a; 2014b) julkaisuista.

Tämän lisäksi tuotantomäärää arvioitaessa on oletettu että joului-, tammi- ja helmikuulta ei saada tuotantoa lumipeitteen vuoksi. Tämä oletus on käytössä, sillä keskivertotalvena aurin-kopaneelien puhtaana pitäminen aiheuttaisi kohtuutonta vaivaa suhteessa tämän ajan hyvin vähäisestä säteilystä saatavaan tuotantomäärään. Asetelman tarkoituksena on luoda realisti-nen kuva pääkaupunkiseudulla optimaalisesti sijoitetun aurinkosähköjärjestelmän tuotannos-ta. Oletukset pyrkivät luomaan realistisen arvion ideaalipaikalle asennetun pienaurinkosäh-kön tulopotentiaalista, jolloin tutkimuksen pohjalta pystytään arvioimaan eri tukivaihtoehtojen minimitasoa. Aurinkosähköjärjestelmien tuotannon määrittämisessä käytetyt oletukset on tiivistetty taulukkoon 4.1.



**Taulukko 4.1:** Tuotantopotentialin määrittelyssä käytetyt oletukset

	Arvo	Notaatio	Lähde
<b>Säteily määrä</b>			
Vuotuinen säteily määrä	1 250 kWh/m <sup>2</sup>		Huld & Dunlop (2014), Hyvönen & Lindfors (2014)
Josta maaliskuu-marraskuulla	1 150 kWh/m <sup>2</sup>	$E_e$	Huld & Dunlop (2014), Hyvönen & Lindfors (2014)
<b>Häviöt</b>			
Lämpötilasta ja alhaisesta säteilystä aiheutuvat häviöt	6,7%	$\varphi_{temp}$	Huld & Dunlop (2014)
Säteilykulmasta aiheutuvat häviöt	3,0 %	$\varphi_{angle}$	Huld & Dunlop (2014)
Muut häviöt (kaapelit, invertterit yms.)	14 %	$\varphi_{other}$	Huld & Dunlop (2014)
Järjestelmän kokonaishäviöt	22,2 %	$\varphi$	Yhtälö 1
<b>Vuotuinen tuotanto per kWp</b>	<b>894,7 kWh</b>		Yhtälö 2

Kuten taulukosta nähdään, vuotuiseksi säteily määräksi on arvioitu 1250 kWh/m<sup>2</sup>, mutta joulukuun–helmikuun ajalta lumipeitteen on oletettu estävän tuotanto, jolloin käytettävissä olevaksi säteily määräksi jää noin 1150 kWh/m<sup>2</sup>. Tämä arvio on erittäin hyvin linjassa Östersundin mittauksien kanssa (Hyvönen & Lindfors, 2014; Lindfors et al., 2014). Se mikä osuus tästä säteily energiasta pystytään muuntamaan sähköksi, riippuu koko aurinko-sähköjärjestelmän hyötysuhteesta. Tämä kokonaishyötysuhde saadaan laskettua yhtälön 1 avulla.

$$\varphi = \varphi_{temp} * \varphi_{angle} * \varphi_{other} \quad (1)$$

Tämän yhtälön avulla saadaan kokonaishäviöiksi noin 22,2 %, jolloin järjestelmän kokonaishyötysuhde on vastaavasti 77,8 %. Tämän jälkeen vuotuinen tuotanto pystytään laskemaan yksinkertaisesti yhtälön 2 avulla.

$$\text{Vuotuinen tuotanto} = (1 - \varphi) * E_e \quad (2)$$

Tätä yhtälöä hyödyntämällä lopulliseksi vuoden tuotanto arvioksi saadaan 894,7 kWh/kWp.

#### 4.1.2 Aurinkosähköjärjestelmien tekniset oletukset ja sähkön loppukäyttö

Tässä tutkimuksessa tullaan mallintamaan kolmea erikokoista aurinkosähköjärjestelmää: 1, 2 ja 5 kWp järjestelmää. Kaikkien eri kokoonpanojen tuotanto määritetään edellä taulukossa 4.1 esitettyjen oletusten mukaisesti. Alla oleva taulukko 4.2 tiivistää järjestelmien teknisiin ominaisuuksiin liittyvät oletukset.

**Taulukko 4.2:** Aurinkosähköjärjestelmien tekniset oletukset

	Järjestelmän koko			Lähde
	2 kWp	3 kWp	5 kWp	
<b>Aurinkopaneelit</b>				
Paneelien elinikä	25v	25v	25v	
Vuotuinen tehonlasku	0,5 %	0,5 %	0,5 %	Fraunhofer ISE (2015)
<b>Invertteri</b>				
Invertteri tyyppi	yksivaihe	kolmivaihe	kolmivaihe	Suomalaisten jälleenmyyjien valikoimat <sup>9</sup>
Invertterin elinikä	12,5v	12,5v	12,5v	
<b>Sähkön loppukäyttö</b>				
Omakäyttöosuus	70 %	55 %	40 %	Hyvönen & Lindfors (2014), Suomen valtio (2009)
Myyntisähkön osuus	30 %	45 %	60 %	

Kuten taulukosta nähdään, on kaikkien aurinkosähköjärjestelmien paneelien eliniäksi oletettu 25 vuotta ja tämä on myös koko investoinnin pitoaika. Paneeleista saadun vuotuisen tuotannon on oletettu laskevan 0,5 % vuosivauhtia. Tämä on yleisesti aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuslaskelmissa käytetty oletus ja usein myös paneelien valmistajat takaavat, ettei tuotanto laske tätä nopeammin (Fraunhofer ISE (2015)). Saksassa neljällätoista aurinkolaitoksella tehdyn tutkimuksen mukaan aurinkopaneelien keskimääräinen vuotuinen tehonlasku oli noin 0,1 % (Fraunhofer ISE (2015)), joten tässä tutkimuksessa käytettyä 0,5 % oletusta voidaan pitää konservatiivisena.

Pienimmässä 1 kWp järjestelmässä on oletettu käytettävän yksivaiheinvertteriä mikä tarkoittaa sitä, että invertteri on kytkettynä vain verkon yhteen vaiheeseen, jolloin tuotettua aurinkosähköä voi hyödyntää vain tähän vaiheeseen kytketyt sähkölaitteet. Suuremmissa 3 ja 5 kWp järjestelmissä käytetään kolmivaiheinverttereitä, jolloin tuotettua aurinkosähköä voidaan hyödyntää kaikissa kotitalouden sähkölaitteissa. Kaikkien invertterin eliniäksi on arvioitu 12,5 vuotta, jolloin ne joudutaan uusimaan investoinnin pitoajan puolessa välissä.

<sup>9</sup>Seuraavien jälleenmyyjien tarjontaa tarkasteltiin tätä tutkimusta varten: Areva Solar, Aurinkopaneelikauppa.fi, Eurosolar, Finnwind, Fortum, Helsingin Energia, Loistovoima.fi, SolarPower.fi, Suomen Tuontiliike ja Vattenfall.

Tuotetun aurinkosähkön omakäyttöosuuden on oletettu olevan 70 % pienimmällä 2 kWp järjestelmällä, 55 % 3 kWp tapauksessa ja 40 % suurimmalla 5 kWp järjestelmällä. Omakäyttöosuuden arvioimiseksi ensin estimoitiiin vuotuinen tuntikohtainen aurinkosähkön tuotanto Östersundomin säteilymittausten perusteella. Mittaustulokset tulokset oli muunnettu 40 asteen pinnalle asetetulle paneelille ja aurinkosähkön tuotannon oletettiin tapahtuvan taulukossa 4.1 esitetyllä hyötysuhteella. Tämän jälkeen vuoden arvioitua tuntikohtaista tuotantoa verrattiin Valtioneuvoston asetuksessa 66/2009 esitettyyn tyyppikuormituskäyrään, jossa vuosikulutusarvio on 10 000 kWh (Suomen valtio, 2009). Tyyppikuormituskäyrässä arvioidaan kotitalouden sähkönkulutus erikseen jokaiselle vuoden tunnille. Arviot perustuvat vuorokauden aikaan, kuukauteen ja siihen onko kyseessä arkipäivä, lauantai vai sunnuntai. Kun tyyppikuormituskäyrästä saatua kulutusarviota verrataan arvioituun aurinkosähkön tuntituotantoon, saadaan omakäyttöasteeksi 69,73 %, 54,79 % ja 38,59 %. Koska arviointimenetelmään liittyy merkittävää epävarmuutta ja saadut tulokset ovat vain suuntaa antavia, on arviot pyöristetty 70 %, 55 %, ja 40 %. Nämä estimaatit ovat noin 10 %-yksikköä alemmat kuin Oulun kaupungin rakennusvalvonnan (2014) suorittamat arviot vastaavan kokoisilla järjestelmillä. Osa suuremmasta omakäyttöasteen arviosta johtuu siitä, että Oulun kaupungin rakennusvalvonta huomioi laskelmissaan myös jouluihelmikuun tuotannon. Jos tässä käytettyä menetelmää sovelletaan koko vuoden tuotantoon, kasvaa omakäyttöasteet noin 1,5–3 %-yksikköä. Tämän lisäksi Oulun korkeudella aurinkosähkön arvioitu tuotanto on myös hieman alhaisempaa, mikä nostaa omakäyttöosuutta.

Pienimmän 2 kWp järjestelmän omakäyttöaste riippuu yksivaiheinvertterin vuoksi ratkaisevasti siitä käyttääkö sähköverkkoyhtiö niin sanottua vaihenetotusta. Osalla yhtiöistä sähkön mittaus tapahtuu siten, että kulutuksen ja tuotannon eroa tarkastellaan vaihekohtaisesti, jolloin on mahdollista, että yhdellä vaihteella syötetään matalalla hinnalla sähköä verkkoon ja toisesta vaihteesta ostetaan kallista verkkosähköä. Jos taas vaihenetotus on käytössä, netotetaan sähkön kulutus ja tuotanto kaikkien vaiheiden kesken, jolloin sähkön omakäyttöosuus muodostuu merkittävästi suuremmaksi. Valitettavasti vaihenetotus on käytössä vain harvoilla jakeluyhtiöillä (Oulun kaupungin rakennusvalvonta, 2014). Pääkaupunkiseudulla vaihenetotusta kuitenkin tarjoaa muun muassa Vantaan Energia (Vantaan Energia, 2015). Koska pääkaupunkiseudulla on vaihenetotusta tarjoavia jakeluyhtiöitä, on 2 kWp-järjestelmän osalta oletettu vaihenetotuksen olevan käytössä.

Tästä tehtyjen teknistaloudellisten oletusten avulla pyritään realistisesti kuvaamaan aurinkosähköteknologian nykyisiä teknisiä ominaisuuksia. Samaa tapaan kuin edellä luvussa 4.1.1 tuotantopotentiaalin määrittelyssä käytetyt oletukset, pyrkivät tässä esitetyt sähkön loppukäyttöön liittyvät oletukset kuvaamaan suotuisia investointiolosuhteita. Todellisuudessa suuri osa pientaloista ei täytä tässä asetettuja kriteerejä, jolloin kannattavuuslaskelman tulokset

kuvastavat vain parhaiten aurinkosähkön hyödyntämiseen soveltuvien kiinteistöjen kannattavuutta. Oletettua vuotuista tuotantoa alentamalla on mahdollista huomioida varjostuksesta, katon epäsuotuisasta suuntauksesta tai kulmasta johtuvaa tuotannon laskua. Samaan tapaan muuntamalla sähkön omakäyttöosuutta pystytään mallintamaan aurinkosähkön kannattavuutta eri sähkönkulutuksen omaavissa kiinteistöissä.

#### 4.1.3 Investointikustannukset

Kannattavuuslaskelmassa käytetyt järjestelmän investointikustannukset perustuvat käyttövalmiiksi asennettujen järjestelmien hintoihin ja hinnan määrittämistä varten on tutustuttu useiden suomalaisten jälleenmyyjien valikoimiin. Tutkimuksessa on oletettu, että merkittävä aurinkosähkön yleistymisen vaatii yksinkertaisen asennusprosessin, jolloin niin sanottujen avaimet käteen -pakettien hintatietojen käyttö on perusteltua. Aurinkosähköjärjestelmät oletetaan asennettavan pääkaupunkiseudulle, jolloin lupakäsittelyt eivät aiheuta kustannuksia (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014b). Investointikustannusten muodostumista erikokoisille järjestelmille on havainnollistettu taulukossa 4.3.

**Taulukko 4.3:** Aurinkosähköjärjestelmien investointikustannukset

	<b>Aurinkosähköjärjestelmä</b>		
	2 kWp	3 kWp	5 kWp
<b>Järjestelmän hinta</b>	(€)	(€)	(€)
Laitteisto veroton	2 742	3 992	5 726
Laitteisto alv 24 %	658	958	1 374
Suunnittelu ja asennus	1 500	1 650	1 950
Kotitalousvähennys	-575	-643	-778
<b>Kokonaiskustannus</b>			
Ilman kotitalousvähennystä	4 900	6 600	9 050
Kotitalousvähennyksen kanssa	4 325	5 958	8 273
<b>Yksikkökustannus</b>	(€/Wp)	(€/Wp)	(€/Wp)
Pelkkä laitteisto	1,7	1,65	1,42
Asennuksen kanssa	2,45	2,20	1,81
Asennuksen ja kotitalousvähennys kanssa	2,16	1,99	1,65

Eri järjestelmiin liittyvien laitteistojen hinnat on arvoitu tutustumalla taulukossa 4.2 mainittujen 10 eri yhtiön tarjontaan. Tämän perusteella on pyritty määrittelemään realistiset, mutta kilpailukykyiset 2, 3 ja 5 kWp aurinkosähköjärjestelmien hinnat. Asennustyöstä aiheutuva

kustannus on arvioitu erikseen, sillä tämä osa investoinnista on kotitalousvähennyskelpoinen. Nykylainsäädännön mukaan 45 % asennustyön kustannuksesta on oikeutettu verovähennykseen, jolloin kotitalousvähennyksen suuruus määräytyy yhtälön 3 mukaan,

$$\text{asennuskustannus} * 0,45 - 100 \text{ €}, \quad (3)$$

missä 100 € on kotitalousvähennyksen vuotuisen omavastuun määrä (Verohallinto, 2015).

Annetuilla oletuksilla järjestelmien kustannukset ilman asennusta ovat 1,42–1,7 €/Wp ja asennuksen kanssa noin 1,81–2,45 €/Wp. Tämä havainnollistaa hyvin kuinka suuri osa kustannuksista muodostuu asennustyöstä ja tämän kustannuksen merkitys korostuu mitä pienemmästä järjestelmästä on kyse. Asennustyön kotitalousvähennyskelpoisuus kuitenkin hie-  
man pienentää sen vaikutusta aurinkosähköjärjestelmän kokonaishintaan. Kannattavuuslas-  
kelman pohjana tulevat olemaan kotitalousvähennyksen sisältävät hinnat. Taulukossa esitetyt  
yksikkökustannukset ovat myös hyvin linjassa aurinkosähkötoimittajien vuoden 2014 rapor-  
toimien asennusten yksikköhintojen kanssa (Tahkokorpi, 2015).

Taulukossa esitettyjen kustannuksien lisäksi tulee, luvun 4.1.2 oletuksien mukaisesti, verk-  
koinvertteri uusia investoinnin eliniän puolivälissä. Invertterin uusimisen kustannukset eri  
järjestelmien osalta on esitetty taulukossa 4.4. Arviot perustuvat kirjoitushetkellä vallinnei-  
siin markkinahintoihin, joiden on oletettu laskevan kolmanneksella korvaushetkeen mennessä.

**Taulukko 4.4:** Invertterin korvausinvestointi

	<b>Aurinkosähköjärjestelmä</b>		
	2 kWp	3 kWp	5 kWp
Invertterin korvaushinta (€)	800	1 133	1 333

Koska aurinkoteknologian hinta on jatkuvasti laskenut, tullaan analyysissä myös tarkaste-  
lemaan aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden herkkyyttä mahdolliseen yksikkökustan-  
nuksen laskuun. Tämän tarkastelun tulokset on esitelty luvussa 4.5.

#### 4.1.4 Taloudelliset oletukset

Kannattavuuslaskelmassa käytetyt taloudelliset oletukset on tiivistettynä taulukkoon 4.5.

**Taulukko 4.5:** Investointilaskelmassa käytetyt taloudelliset oletukset

	Arvo	Lähde
Diskonttokorko	2 %	Suomen Pankki (2015) & Pesola et al. (2014)
Sähkön kuluttajahinta	0,1225 €/kWh	Energiavirasto (2015)
Myyntisähköstä saatu korvaus	0,0344 €/kWh	Energiavirasto (2015)
Myyntitulojen veroprosentti	0 %	(Suomen valtio, 1993)
Investoinnin jäännösarvo	0 €	

Koska tässä tutkimuksessa tarkastellaan aurinkosähköinvestoinnin kannattavuutta kotitalouden näkökulmasta, perustuu diskonttokoron määrittäminen riskittömään korkotasoon. Diskonttokoron arvioimiseksi on hyödynnetty Suomen valtion 10 vuoden obligaatioiden korkoa, joka oli vuonna 2014 1,44 % ja vuoden 2015 ensimmäisellä neljänneksellä 0,49 %. Koska aurinkosähköinvestointi ei ole täysin riskitön, on tässä tutkimuksessa diskonttokoroksi määriteltä hieman korkeampi 2 %. Tämä oletus on myös linjassa Pesola et al. (2014) Työ- ja elinkeinoministeriön pienimuotoisen energiantuotannon edistämistyöryhmälle tekemän taustaselvityksen kanssa, jossa tarkasteltiin sähkön pientuotannon kokonaistaloudellisia hyötyjä. Koska diskonttokoron valinnalla on suuri merkitys nettonykyarvomenetelmää hyödynnettäessä, on tulosten yhteydessä aina myös esitetty investoinnin efektiivinen korko, joka ei ole riippuvainen diskonttokoron valinnasta.

Sähkön kuluttajahinnan arvo perustuu Energiaviraston (2015) hintatilastoihin ja sisältää niin sähköveron kuin siirtomaksut. Hintaa määriteltäessä on valittu Energiaviraston tilastoista 18 000 kWh vuodessa kuluttava Uudellamaalla sijaitsevaa omakotitalo. Hintatieto on toistaiseksi voimassa olevan sopimuksen mukainen tammikuun ensimmäiseltä päivältä 2015.

Myyntisähkön oletettu taso perustuu vuosien 2012–2014 sähkön spot-markkinahintaan ajalta 1.3–31.11. Tuotanto-oletuksien mukaisesti spot-hintoja ei huomioitu joulukuulta, sillä tältä ajalta aurinkosähkön tuotannoksi on oletettu nolla. Spot-hinnan keskiarvo valitulta ajanjaksolta oli noin 3,69 snt/kWh, mutta tämän lisäksi sähköyhtiön oletetaan veloittavan 0,25 snt/kWh välityspalkkio.<sup>10</sup> Tällöin aurinkosähkön tuottaja saa verkkoon syötetystä sähköstä noin 3,44 snt/kWh. On oletettu, että tästä korvauksesta ei makseta veroja, sillä alle 50

<sup>10</sup>Muun muassa Fortum (2015) tarjoaa tällaista hinnoittelua.

kWp tuotantolaitokset ovat vapautettuja oman tuotannon sähköveroista ja huoltovarmuusmaksuista (Suomen valtio, 1996). Myyntitulojen veroprosentiksi on myös oletettu nolla, sillä sähkönmyyjä ei ole arvonlisäverovelvollinen, jos tilikauden liikevaihto on enintään 8 500 euroa (Suomen valtio, 1993). Investoinnin pitoajan päätyttyä järjestelmän jäännösarvoksi on oletettu 0 €.

#### 4.1.5 Tukivaihtoehtojen mallintaminen

Nykytilanteen lisäksi tutkimuksessa arvioidaan eri pienaurinkosähkön tukivaihtoehtoja. Tarkastelussa tullaan analysoimaan investointituen, tuotantotariffin ja syöttötariffin minimi- tutasoa, minkä lisäksi arvioidaan nettolaskutuksen vaikutuksia investoinnin kannattavuuteen. Minimitukitaso on tutkimuksessa määritelty tukitasoksi, jonka avulla sijoituksen nettony- kyarvo on valitulla 2 % diskonttokorolla yhtä suuri kuin nolla. Taulukkoon 4.6 on koottu tukivaihtoehtojen tarkastelussa käytetyt oletukset.

**Taulukko 4.6:** Tukimuotojen mallintamisessa käytetyt oletukset

Tukimuoto	Oletukset
Investointituki	Tutkimuksessa oletetaan, että valtio maksaa määrätyn prosenttiosuuden investoinnin kokonaiskustannuksesta. Kassavirtalaskelmassa on oletettu, että kotitalous saa tämän investointituen välittömästi investoinnin teko- hetkellä.
Tuotantotariffi	Tuotantotariffissa aurinkosähkön tuottajan oletetaan saavan kiinteä kor- vaus jokaista tuotettua yksikköä kohden. Tuottajan kannalta ei ole merki- tystä maksetaanko korvaus suoraan valtion budjetista vai sähköyhtiöiden toimesta, joten metodologiassa ei ole määritelty tuen maksajaa.
Syöttötariffi	Syöttötariffissa aurinkosähkön tuottaja saa jokaista verkkoon syötettyä yksikköä kohden ylimääräisen tariffikorvauksen. Syöttötariffi on oletettu luonteeltaan takuuhinnaksi, jolloin aurinkosähkön tuottaja saa verkkoon syötetystä sähköstä aina saman korvauksen.
Nettolaskutus	Nettolaskutuksessa oletetaan, että kotitaloudelle ei koidu siitä ylimääräi- siä kustannuksia, vaan verkkoon syötetty sähkö vähentää suoraan osto- sähkön määrää. Netotus tapahtuu näin ollen määräperusteisesti. Koska asennetut aurinkojärjestelmät ovat pieniä, oletetaan että aurinkosähkön tuotanto ei ylitä kotitalouden sähkönkulutusta vuositasolla.

Investointitukea analysoitaessa tullaan tarkastelemaan myös verotuksellisia ratkaisuja, joissa aurinkosähköä tuettaisiin esimerkiksi arvonlisäveron alennuksella ja/tai kotitalousvähennyssosuuden nostolla. Tällaisia toimia ovat ehdottaneet muun muassa SITRA, Rakennusteollisuusliitto ja WWF Suomi (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2014d). Tuotanto- ja syöttötariffien on oletettu olevan kiinteitä takuuhintoja, jolloin niihin ei liity epävarmuutta. Nettolaskutuksen osalta korvauksen suuruus taas on riippuvainen sähkön markkinahinnasta.

#### 4.1.6 Päästövähennyksen arvon mallintaminen

Yleisin perustelu valtion aurinkosähkön tukemiselle on huoli ilmaston tilasta. Kantavana ajatuksena on, että aurinkosähkö syrjäyttää sähkömarkkinoilta suuripäästöisempiä sähköntuotantomuotoja. Päästövähennyksen määrä on riippuvainen siitä, mitä tuotantoa syrjäytetään. Lyhyellä aikavälillä on todennäköistä, että aurinkosähkö syrjäyttää marginaalituotantoa, mutta pidemmällä aikavälillä sähkön tarjonta ehtii mukautumaan ja ei voida suoraan sanoa mikä tämän vaikutus on. Alla olevassa taulukossa 4.7 on esitetty Suomen marginaaliperusteinen ja keskimääräinen sähköntuotannon päästökerroin.

**Taulukko 4.7:** Sähköntuotannon päästökertoimet

	gCO <sub>2</sub> /kWh	Notaatio	Lähde
Sähkön marginaaliperusteinen CO <sub>2</sub> -päästökerroin	600	$\delta'$	TEM (2009), Hippinen & Suomi (2012)
Keskimääräinen sähkönhankinnan CO <sub>2</sub> -päästökerroin	220	$\bar{\delta}$	Motiva (2015)

Tässä tutkimuksessa päästövähennyksen arvio perustuu Hippinen & Suomi (2012) käyttämään menetelmään, jossa tarkastellaan erikseen lyhyen ja pitkän aikavälin päästövähennyksiä. Päästövähennykset arvioidaan yhtälöiden 4 ja 5 esittämällä tavalla.

$$\text{Lyhyen aikavälin päästövähennys} = \text{Vuotuinen aurinkosähkön tuotanto} * \delta' \quad (4)$$

$$\text{Pitkän aikavälin päästövähennys} = \text{Vuotuinen aurinkosähkön tuotanto} * \bar{\delta} \quad (5)$$

Laskentamenetelmässä on oletettu, että aurinkosähkön päästökerroin on 0 gCO<sub>2</sub>/kWh. Tällöin aurinkosähkön hyödyntämisestä aiheutuvaa päästövähennystä voidaan arvioida yksinkertaisesti kertomalla päästökertoimen arvo vuotuisella aurinkosähkön tuotannolla. Marginaaliperusteinen päästökerroin on merkittävästi korkeampi, koska lyhyellä aikavälillä sähkön tarjonta ei ehdi sopeutua, jolloin yleisesti korkeapäästöinen marginaalituotantolaitos vähentää tuotantoaan. Pitkällä aikavälillä kuitenkin on todennäköistä, että säästövoiman mää-



rä vähenee, jolloin keskimääräinen päästökerroin kuvaa paremmin pitkän aikavälin päästövähennyksiä. Marginaaliperusteinen päästökerroin perustuu Työ- ja elinkeinoministeriön (2009) arvioon ja vastaavia oletuksia on käytetty myös VTT:n myöhemmissä arvioissa. Lu-  
vun 4.6 aurinkosähköinvestoinnin päästövähennyslaskelmissa on oletettu, että päästövähennykset määräytyvät marginaaliperusteisesti ensimmäiseltä 10 vuodelta, jonka jälkeen hyödynnetään keskimääräistä päästökerrointa. Tämän lisäksi suoritetaan tarkastelu hyödyntäen ainoastaan keskimääräistä kerrointa.

Aurinkosähkön hyödyntäminen vähentää sähköntuotannosta aiheutuvia negatiivisia ulkoisvaikutuksia, jotka liittyvät kasvihuonepäästöihin ja terveydelle haitallisiin hiukkaspäästöihin. Näiden kustannusten tarkka määrittäminen on haasteellista, mutta Euroopan ympäristöministeriö on esittänyt asiasta oman arvionsa. Vuonna 2008 julkaistun raportin mukaan Suomen sähköntuotannosta aiheutuvat ulkoisvaikutukset ovat Suomessa noin 1–2 snt/kWh (European Environment Agency, 2008). Tätä tietoa ja Suomen keskimääräistä sähkönhankinnan päästökerrointa hyödyntämällä saadaan hiilidioksiditonin yhteiskunnalliseksi kustannukseksi (social cost of carbon) noin 45,5–90,9 €/tCO<sub>2</sub>e. Vertailun vuoksi esimerkiksi Yhdysvaltain energiapolitiikassa hiilidioksidipäästöjen yhteiskunnalliseksi kustannukseksi on arvioitu hieman alhaisempi 37 \$/tCO<sub>2</sub>e (33€/tCO<sub>2</sub>e) (United States Government, 2013). Moore & Diaz (2012) kuitenkin huomauttavat tuoreessa tutkimuksessaan, että nämä estimaatit perustuvat malleihin, jotka olettavat ettei ilmastonmuutos voi vaikuttaa talouskasvuun. Kun ilmastonmuutoksen vaikutukset talouskasvuun huomioidaan, päädytään alhaisempaan diskonttokorkoon, joka johtaa huomattavasti suurempaan päästökustannuksen arvoon. Moore & Diaz (2012) päätyvät mallinnuksessaan arvioon 220 \$/tCO<sub>2</sub>e (196 €/tCO<sub>2</sub>e), joka omalta osaltaan osoittaa kuinka suuresti hiilidioksidipäästöjen yhteiskunnallisten kustannusten arvot vaihtelevat. Tässä tutkimuksessa päästövähennyksen arvottamisessa matalana estimaattina käytetään Yhdysvalloissa hyödynnettyä 33€/tCO<sub>2</sub>e ja korkeana estimaattina Moore & Diaz (2012) arvioimaa 191 €/tCO<sub>2</sub>e.

## 4.2 Aurinkosähkön kannattavuus Etelä-Suomessa ilman tukia

Luvussa 4.1 esiteltujen oletusten ollessa voimassa, on yksiselitteisesti todettava, että aurinkosähköinvestoinnit eivät tällä hetkellä ole kannattavia Etelä-Suomessa. Kassavirtalaskelman tulokset on tiivistetty alle taulukkoon 4.8.

**Taulukko 4.8:** Kassavirta-analyysin tulokset ilman tukia

	<b>2 kWp</b>	<b>3 kWp</b>	<b>5 kWp</b>
Koroton takaisinmaksuaika	32,20 vuotta	34,65 vuotta	33,40 vuotta
Efektiivinen korko	-2,12 %	-2,71 %	-2,36 %
Nettonykyarvo	-1 765 €	-2 722 €	-3 543 €

Kassavirtalaskelmat saatavilla kokonaisuudessaan liitteistä I–III

Tuloksista nähdään, että aurinkosähköinvestoinnin koroton maksuaika on kaikilla tarkastelluilla järjestelmävaihtoehdoilla yli 30 vuotta, kun järjestelmän arvioitu elinikä on vain 25 vuotta. 3 kWp järjestelmän tapauksessa koroton takaisinmaksuaika on jopa 10 vuotta pidempi kuin järjestelmän oletettu elinikä. Yli 25 vuoden takaisinmaksuajan jälkeen ei ole enää huomioitu mahdollista tarvetta uusien invertterien, sillä tämä korvausinvestointi ei todennäköisesti olisi enää kannattava paneelien alentuneen tuotannon vuoksi. Näin ollen jos 12,5 vuoden jälkeen korvattu verkkoinvertteri vikaantuu ennen takaisinmaksuaikaa, ei investointi maksa itseään takaisin koskaan. Voidaankin todeta, että asetettujen oletusten vallitessa yksikään aurinkosähköinvestointi ei kykene luotettavasti maksamaan itseään takaisin. Paras -2,12 % efektiivinen korko saavutetaan 2 kWp järjestelmällä ja huonoin 3 kWp järjestelmällä, jossa korko jää -2,71 %. Suurempien järjestelmien heikompi kannattavuus on selitettävissä pitkälti kalliimmalla kolmivaiheinvertterillä ja merkittävästi matalammalla omakäyttöasteella. Pienin 2 kWp-järjestelmä hyötyy myös oletetusta vaihenetotuksesta, joka nostaa sen omakäyttöosuutta merkittävästi.

On syytä huomioda, että taulukossa esitetyt tulokset edustavat melko optimistista näkemystä aurinkosähkön kannattavuudesta. Käytetyt oletukset pyrkivät kuvaamaan aurinkosähkön tuottoa ihanteellisella sijainnilla, jossa paneelit osoittavat etelää kohden 40 asteen kulmassa eikä paneeleihin kohdistu varjostusta. Näin ollen monissa kohteissa aurinkosähköinvestoinnin kannattavuus on todennäköisesti vieläkin huonompaa. Etelä-Suomessa aurinkosähköinvestointien kannattavuus on nykytilanteen valossa riippuvainen mahdollisista tulevista tukijärjestelmistä.

On kuitenkin mainittava, että järjestelmän investointikustannuksia olisi mahdollista alentaa merkittävästi suorittamalla suurin osa asennustyöstä itse, jolloin myös kannattavuus paranisi

huomattavasti. Tämän tutkimuksen tavoitteena on kuitenkin tarkastella aurinkosähköinvestoinnin kannattavuutta tilanteessa, jossa kotitaloudella ei ole kykyä tai halua perehtyä aurinkosähköjärjestelmiin syvällisemmin. Oletuksena on, että merkittävän aurinkosähkön yleistyminen vaatimuksena on investoinnin helppous, jolloin asennus on nähty vaadittavana komponenttina.

## 4.3 Tukivaihtoehtojen vertailu mallinnuksen perusteella

### 4.3.1 Investointituki

Nykyinen lainsäädäntö tukee aurinkosähköinvestointeja pääosin kotitalousvähennyksen kautta. Kotitalousvähennys voidaan mieltää investointitueksi, mutta yksinään se ei kuitenkaan ole riittävää. Taulukossa 4.9 on esitetty kotitalousvähennyksen nykyinen suuruus ja osuus oletetuista investointikustannuksista. Tämän lisäksi taulukossa on esitetty kuinka suuri investointituen tulisi olla, jotta investointien nettonykyarvot olisivat nolla valitulla 2 % diskonttokorolla. Jatkossa ilmaistaan yksinkertaistetusti, että investointi on kannattava, jos tämä vaatimus täyttyy.

**Taulukko 4.9:** Nykyinen investointituki ja vaadittu tukitaso

	2 kWp	3 kWp	5 kWp
<b>Nykyiset tuet</b>			
Kotitalousvähennys	575 €	643 €	778 €
Osuus investoinnista	11,73%	9,73%	8,59 %
<b>Vaaditut tuet</b>			
Investointituki	2 340 €	3 364 €	4 320 €
Osuus investoinnista	47,75 %	50,97 %	47,74 %
<b>Vaadittu lisätuki</b>	1 765 €	2 721 €	3 542 €
	0,8825 €/Wp	0,91 €/Wp	0,71 €/Wp

Taulukossa esiteltyjen tulosten perusteella nykyinen kotitalousvähennys tarjoaa noin 8–12 % investointituen, jossa tuki on suhteellisesti suurinta pienemmille järjestelmille, joissa asennuskustannukset muodostavat merkittävän osan kustannuksista. Valitulla diskonttokorolla nolla nettonykyarvon saavuttaminen vaatisi valtiolta noin 50 % investointitukea koko investointikustannuksesta. Vaadittu investointituki olisi järjestelmän koosta riippuen 0,71–0,91 €/Wp.

Yksi ehdotus aurinkoenergian investointituesta on WWF Suomen (2014) pääministeri Stubille jättämässä ehdotuksessa esitetyt aurinkopaneelilaitteiston arvonlisäverokannan alennus 10 % ja kotitalousvähennyksen vähennysosuuden nosto 80 % työstä. Näillä toimilla investointituen euromääräksi muodostuisi 909 €, 1 136 € ja 1 484 € tarkastelluille järjestelmille. Karkeasti voidaankin sanoa, että näillä verohelpotuksilla pystyttäisiin täyttämään vasta noin puolet vaadituista tukiosuuksista.

Näin ollen nykyiset verotukselliset työkalut eivät ainakaan vielä ole riittäviä tukimuotoja. Jos aurinkosähkön tukeminen valtion toimesta aloitettaisiin, olisi investointituki todennäköisesti osa tukijärjestelmää vähintään kotitalousvähennyksen muodossa. Voidaankin argumentoida, että yksinkertaisen ja suoraviivaisen tukijärjestelmän luomisen kannalta investointituesta tulisi tehdä tuen pääinstrumentti. Investointituen rakennetta pohdittaessa tulee myös tarkkaan miettiä millaisten järjestelmien asentamiseen tuki kannustaa. Esimerkiksi arvonlisäveron alentaminen suosii suuria järjestelmiä, koska se alentaa järjestelmäkustannuksia kun taas kotitalousvähennys suosii pienempiä asennuksia, sillä niissä työn osuus investointikustannuksista on suurempi. Jos taas investointituki on sidottu investoinnin kokoon (Wp), voituesta seurata merkittävät tuotot itseasennetuille järjestelmille. Työllisyysnäkökulmasta investointituen vaatimuksena voisikin olla, että järjestelmän hankinta ja asennus suoritetaan suomalaisen toimijan kautta. Tällöin varmistettaisiin, että mahdollisimman suuri osa tuesta kohdistuu suomalaiseen toimintaan ja vahvistetaan kotimarkkinoita. Kilpailulainsäädännöllisistä syistä tällainen järjestely ei kuitenkaan todennäköisesti olisi mahdollinen.

#### 4.3.2 Syöttö- ja tuotantotariffi

Alla olevaan taulukkoon 4.10 on koottu annetuilla oletuksilla vaaditut tuotanto- ja syöttötariffien tasot ja keskimääräinen aurinkosähkön korvaus, joilla investoinnit olisivat kannattavia. Vaadittu keskimääräinen korvaushinta on yksinkertaisesti se korvaus, joka aurinkosähköstä tulisi keskimäärin saada, jotta investointi olisi kannattava.

**Taulukko 4.10:** Syöttö- ja tuotantotariffin vaadittu tukitaso

	<b>2 kWp</b>	<b>3 kWp</b>	<b>5 kWp</b>
<b>Vaaditut tuet</b>			
Tuotantotariffi	0,053 €/kWh	0,055 €/kWh	0,043 €/kWh
Syöttötariffi	0,212 €/kWh	0,156 €/kWh	0,106 €/kWh
Keskimääräinen korvaushinta	0,149 €/kWh	0,138 €/kWh	0,123 €/kWh

Taulukosta nähdään kuinka vaadittu syöttötariffi olisi asetettujen oletusten vallitessa suurempi kuin tämänhetkinen sähkön kuluttajahinta (0,1225 €/kWh) kaikilla paitsi suurimmalla 5 kWp järjestelmällä. Luonnollisesti tällaisen tukirakenteen vallitessa tuottajalla olisi kannustin syöttää koko tuotanto suoraan verkkoon. Tulokset havainnollistavat hyvin kuinka merkittävää tariffitukien tulisi olla, jotta aurinkosähköstä saataisiin Etelä-Suomessa kannattavaa. Pienimmän 2 kWp järjestelmän tapauksessa keskimääräisen korvauksen tulisi olla noin 22 % suurempi kuin kuluttajahinta ja suurimman 5 kWp järjestelmän tulisi saada vähintään markkinahinnan suuruinen korvaus.

Koska vaaditut syöttötariffitasot ovat erittäin suuria ja niiden kannustinvaikutukset kyseenalaisia, vaikuttaa tuotantotariffi Suomen oloihin paremmin sopivalta vaihtoehdolta. Tuotantotariffin vaatimustaso vaihtelee noin 4,3–5,5 snt/kWh välillä, mikä on merkittävästi vähäisempi kuin syöttötariffin vaihteluväli. Tuotantotariffi myös säilyttää kannustimet mahdollisimman suureen omakäyttöasteeseen, mikä on sähköverkon toimivuuden kannalta toivottava ominaisuus. Vaadittu tuen taso on kuitenkin erittäin suuri, sillä esimerkiksi 5 snt/kWh tuotantotariffi 2,5 kertaistaisi verkkoon myydystä sähköstä saadun korvauksen ja itse hyödynnetystä tuotannon osasta saatu taloudellinen hyöty kasvaisi noin 40 %.

Tällä hetkellä Suomessa tuulivoimalle on tarjolla syöttötariffi, jossa ensimmäiset kolme vuotta tariffintaso on 0,1053 €/kWh ja tämän jälkeen 0,0835 €/kWh ja tukea on mahdollista saada yhteensä 12 vuoden ajan (Suomen valtio, 2010). Nämä tukitasot ovat merkittävästi alempia kuin taulukossa 4.10 esitetyt aurinkoenergian vaatimat tuet. Jos täysin vastaavat tuet tarjottaisiin aurinkoenergialle, olisivat tässä tarkasteltujen investointien efektiiviset korkokannat -1,47 %, -1,64 % ja -0,61 %.

### **4.3.3 Nettolaskutusmalli**

Taulukossa 4.11 on esitettyä investointien kannattavuustunnuslukuja, kun nettolaskutus on käytössä. Nettolaskutusta mallinnettaessa on oletettu, että aurinkosähkön tuottaja saa jokaisesta tuottamastaan yksiköstä täysin saman sähkön kuluttajahinnan suureisen hyödyn. Näin ollen investoinnin kannattavuuden kannalta ei ole merkitystä tuotetaanko sähköä omaan käyttöön vai valtakunnanverkkoon, jolloin investoinnin kannattavuus on riippuvainen sähkön kuluttajahinnasta.

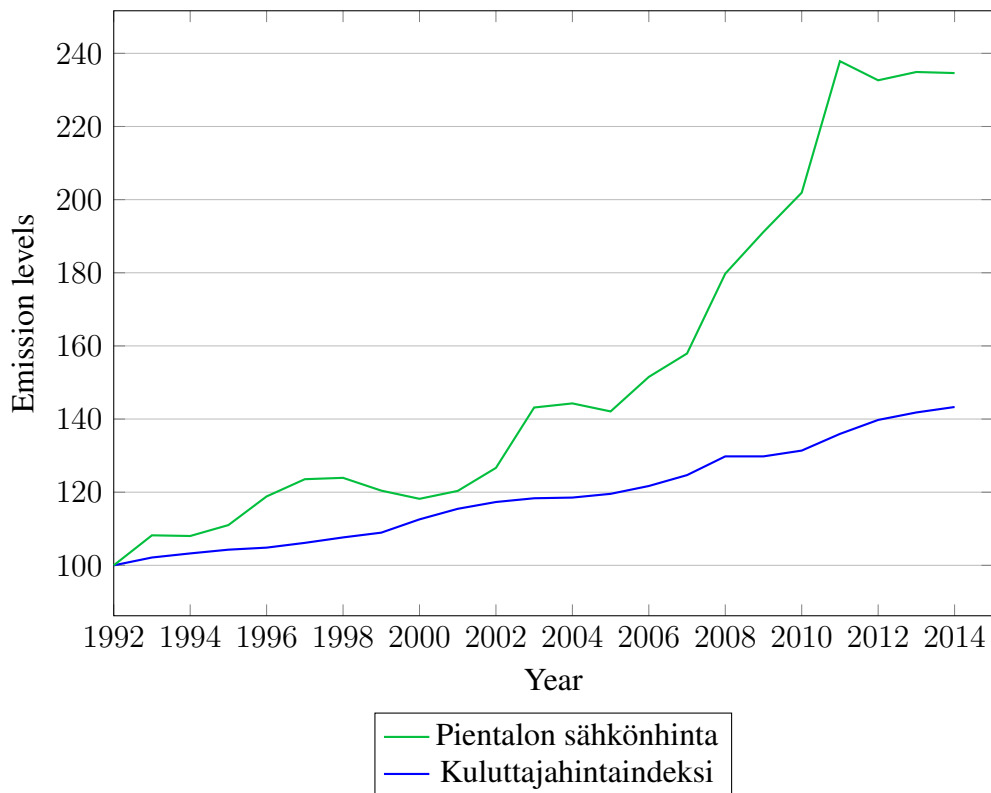
**Taulukko 4.11:** Nettolaskutus ja investointien kannattavuus

	<b>2 kWp</b>	<b>3 kWp</b>	<b>5 kWp</b>
<b>Nettolaskutus nykyhinnoilla</b>			
Koroton takaisinmaksuaika	24,80	22,76	18,30
Efektiivinen korko	0,07 %	0,84 %	2,86 %
Nettonykyarvo	-872,85 €	-739,14 €	813,32 €

Nettolaskutuksen avulla nykyhinnoilla investointien kannattavuus kasvaa merkittävästi ja kaikki järjestelmät maksavat itsensä takaisin 25 vuoden pitoajalla. 5 kWp järjestelmä on nettolaskutuksen tapauksessa selvästi kannattavin investointi ja sen efektiivinen korkotaso on lähes 3 % ja investoinnin nettonykyarvo hieman yli 800 €. Tulokset havainnollistavat selvästi kuinka nettolaskutusjärjestelmän vaikutus kannattavuuteen kasvaa merkittävästi aurinkosähköjärjestelmän koon kasvaessa. Nettolaskutuksessa investoinnin tuotto on myös täysin riippuvainen sähkön markkinahinnasta, jolloin sen ennakoitavuus on selvästi muita tukimuotoja heikompi. Tästä syystä valtiolla ei myöskään ole yksinkertaista menetelmää tukitason säätämiseen. Jos nettolaskutuksen ollessa käytössä tapahtuu samaan aikaan sähkön hinnan nousu ja aurinkosähköjärjestelmien halventuminen, voivat tuotot nopeasti nousta valtion näkökulmasta liian suuriksi. Nettolaskutus on kuitenkin tukijärjestelmänä hallinnollisesti hyvin yksinkertainen ja tämän hetken hinnoilla tarjoaa riittävän tuen isoille aurinkosähköjärjestelmille, mikä tekee siitä osaltaan houkuttelevan tukivaihtoehdon.

## 4.4 Sähkön hintakehityksen huomioiminen

Aurinkosähkön tuoton kannalta sähkön hinnalla on erittäin merkittävä rooli ja oletus pitämällä aikavälillä staattisesta hinnasta on todennäköisesti virheellinen. Historiallisesti voidaan sanoa, että sähkön hinnan nousu on ollut yleistä inflaatiotasoa korkeampaa. Kuviossa 4.1 on esitetty sähkön kuluttajahintaindeksin ja pientalon sähkönhinnan kehitys vuoden 1992 hintatasoon verrattuna.



**Kuvio 4.1:** Kuluttajahintaindeksi ja sähkön hinta.

Lähteet: Tilastokeskus (2015b,c)

Kuviosta nähdään kuinka sähkön hinta on viimeisen 15 vuoden aikana noussut merkittävästi yleistä inflaatiotasoa kovemmallalla tahdilla. Viime vuosina sähkön hintataso on pysynyt vakaana, mutta keskimäärin tarkkailuvälillä sähkön hinnan inflaatio on ollut selvästi suurempaa ja erittäin nopeakin hinnan nousu on mahdollista. Kuviossa 4.1 tarkastellulla aikavälillä sähkön hinnan keskimääräinen kasvuvauhti on ollut 3,78 % kun yleinen inflaatiotaso on ollut 1,65 %. Näin ollen sähkön hinnan nousu on ollut keskimäärin vuosittain noin 2,13 % korkeampi kuin yleinen inflaatiotaso.

Tätä taustaa vasten on tarkasteltu kuinka suuri merkitys sähkön hinnan nousulla on investointien kannattavuuteen. Tässä analyysissä on tarkasteltu vuotuista 1 %, 2 % ja 3 % yleisen inflaatiotason ylittävää kasvuvauhtia. Laskennassa on oletettu, että niin sähkön kuluttajahinta kuin tukkuhinta nousevat samassa suhteessa. Eri kasvuvauhtien vaikutus kannattavuuteen on esitetty taulukossa 4.12

**Taulukko 4.12:** Sähkön hinnan nousu ja investointien efektiivinen korko

	2 kWp	3 kWp	5 kWp
<b>Ilman tukia</b>			
1 % inflaation ylittävä hinnan nousu	-1,08 %	-1,70 %	-1,44 %
2 % inflaation ylittävä hinnan nousu	-0,05 %	-0,71 %	-0,53 %
3 % inflaation ylittävä hinnan nousu	0,96 %	0,28 %	0,38 %
<b>Nettolaskutus</b>			
1 % inflaation ylittävä hinnan nousu	1,15 %	1,93 %	3,92 %
2 % inflaation ylittävä hinnan nousu	2,22 %	2,99 %	4,95 %
3 % vuotuinen sähkön hinnan nousu	3,27 %	4,04 %	5,98 %

Taulukosta nähdään, että jos aurinkosähkölle ei ole asetettu tukia, ei edes 3 % inflaation ylittävä vuotuinen sähkön hinnan nousu riitä nostamaan efektiivistä korkoa yli 2 % kannattavuusrajan. Näin ollen ilman tukia kaikissa tapauksissa investoinnin nettohyöty jää negatiiviseksi. Jotta investoinnit olisivat kannattavia ilman tukia, tulisi hinnan nousun olla vuositasona lähes 5 % yli inflaation. Näin suuri hinnan nousu vaikuttaa hyvin epätodennäköiseltä. Jos taas aurinkosähköä tuetaan nettolaskutuksen avulla, 2 % inflaation ylittävä hinnan nousu tekee kaikista investointivaihtoehdoista kannattavia. Historian valossa tällaista sähkön hintakehitystä voidaan pitää täysin mahdollisena. Kun sähkön hinnan nousu yhdistyy nettolaskutukseen, huomataan selkeästi kuinka suurempien järjestelmien kannattavuus kasvaa huomattavan nopeasti.

## 4.5 Järjestelmien yksikköhinnan mahdollinen lasku

Sähkön hintakehityksen lisäksi myös aurinkosähköjärjestelmän hankintahinnalla on ratkaiseva merkitys investoinnin kannattavuudelle. IEA:n arvioiden mukaan aurinkosähköjärjestelmien hinnat tulevat laskemaan noin 5 % vuosivauhtia tämän vuosikymmenen loppuun asti (International Energy Agency, 2014a). Hintakehityksen arviot vaihtelevat merkittävästi ja esimerkiksi Deutsche Bank arvioi järjestelmien hintojen laskevan noin 40 % seuraavan 4–5 vuoden aikana (Deutsche Bank, 2015). Tämä herättää kysymyksen, voisivatko aurinkosähköjärjestelmät saavuttaa kannattavuuden ilman tukia jo lähitulevaisuudessa? Alla olevassa taulukossa 4.13 on tiivistetty aurinkosähköjärjestelmän hinnan laskun ja sähkön hinnan nousun yhteisvaikutusta 2 kWp järjestelmän kannattavuuteen. Investointikustannuksen laskun on oletettu olevan IEA:n arvion mukainen 5 % vuodessa seuraavat viisi vuotta.



**Taulukko 4.13:** Aurinkosähköjärjestelmien hinnan lasku ja 2 kWp järjestelmän nettonykyarvo

	Inflaation ylittävä sähkön hinnan nousu			
	0 %	1 %	2 %	3 %
<b>Investointivuosi</b>				
2016	-1,83 %	-0,79 %	0,24 %	1,26 %
2017	-1,55 %	-0,50 %	0,53 %	1,55 %
2018	-1,27 %	-0,21 %	0,83 %	1,85 %
2019	-0,98 %	0,08 %	1,12 %	2,15 %
2020	-0,70 %	0,37 %	1,42 %	2,45 %

Taulukosta nähdään selkeästi kuinka pelkästään ennustettu investointikustannusten lasku ei ole riittävä tekemään investoinnista kannattavaa. Kun investointikustannuksen lasku yhdistetään 3 % inflaatiota nopeampaan sähkön hinnan nousuun, ylittää investointi vaaditun 2 % efektiivisen korkokannan vuodesta 2019 alkaen. Koska vasta näiden kahden tekijän yhteisvaikutus on riittävä tekemään kotitalouksien aurinkosähköjärjestelmistä kannattavia, vaikuttaa lähes varmalta, että jonkinlainen tukijärjestelmä olisi välttämätön pienaurinkosähkön yleistymiselle lähitulevaisuudessa.

## 4.6 Päästövähennyksen määrä ja rahallinen arvo

Hyödyntämällä luvussa 4.1 esitettyjä oletuksia pystytään laskemaan aurinkosähkön avulla saavutettu päästövähennys per kWp. Taulukossa 4.14 on esitetyt kaksi eri arviota päästövähennyksen koosta. Välittömän sopeutumisen tapauksessa oletetaan sähkömarkkinoiden mukautuvan välittömästi lisääntyvään aurinkosähköön, jolloin päästövähennys arvioidaan keskimääräistä päästökerrointa hyödyntäen. Sen sijaan vähittäisen sopeutumisen tapauksessa sähköntuotannon sopeutuminen tapahtuu viiveellä, jolloin päästövähennysten oletetaan tapahtuvan marginaaliperusteisesti ensimmäiset 10 vuotta, jonka jälkeen hyödynnetään keskimääräistä päästökerrointa.

**Taulukko 4.14:** Päästövähennys per kWp

Päästövähennyksen arvo	Elinikäinen	Vuotuinen
Välitön sopeutuminen	4,6 tCO <sub>2</sub> e	0,19 tCO <sub>2</sub> e
Vähittäinen sopeutuminen	8,0 tCO <sub>2</sub> e	0,32 tCO <sub>2</sub> e

Taulukosta nähdään, että laskentatavasta riippuen per kWp arvioitu päästövähennys on aurinkosähköjärjestelmän eliniän ajalta noin 4,6–8 tCO<sub>2</sub>e. Vertailupohjan antamiseksi voidaan päästövähennemää verrata esimerkiksi autoilusta aiheutuviin päästöihin. Valtion teknillisen tutkimuskeskuksen Lipasto-järjestelmän mukaan vuonna 2011 henkilöautojen keskimääräinen päästö oli 167gCO<sub>2</sub>e per km (Valtion teknillinen tutkimuskeskus, 2015). Tällöin esimerkiksi 3 kWp aurinkosähköjärjestelmän elinikäinen päästövähennys on ilmaston näkökulmasta yhtä merkittävä kuin 83 300–143 000 km vähentynyt henkilöautoilu. Tämä tarkoittaa vuositasolla noin 3 330–5 720 km.

Aurinkosähkön yhteiskunnallisten hyötyjen arvioimiseksi tulee sen avulla saavutetulle päästövähennykselle pystyä myös asettamaan rahallinen arvo. Hyödyntämällä luvussa 4.1.6 määriteltyjä estimaatteja sähköntuotannon yhteiskunnallisista kustannuksista päädytään taulukossa 4.15 esitettyihin arvioihin.

**Taulukko 4.15:** Päästövähennyksen yhteiskunnallinen arvo

<b>Yhteiskunnallinen säästö per kWp</b>	<b>Matala päästö-kustannus</b>	<b>Korkea päästö-kustannus</b>
Välitön sopeutuminen	153 €	886 €
Vähittäinen sopeutuminen	263 €	1 521 €
<b>Yhteiskunnanlinen säästö per kWh</b>		
Välitön sopeutuminen	0,007 €	0,042 €
Vähittäinen sopeutuminen	0,0125 €	0,072 €

Eri päästökertoimien ja päästökustannusten avulla arvioituna aurinkosähkön eliniän aikainen yhteiskunnallinen kustannussäästö on 153–1 521 € per kWp. Erittäin suuri vaihteluväli osoittaa kuinka huomattavaa epävarmuutta pitkän aikavälin ympäristövaikutusten kustannusarvioissa on. Per tuotettu kWh yhteiskunnallisten kustannusten arvio on välillä 0,007–0,072 €. Luvussa 4.3.2 määritelty tuotantotariffin vaadittutaso on noin 0,05 €, joka asetuu yhteiskunnallisen kustannuksen vaihteluvälille. Hyödynnettäessä tässä esitettyä suurinta päästövähennyksen yhteiskunnallista arvoa, olisi yhteiskunnan kokonaishyödyn näkökulmasta aurinkosähkön tukeminen perusteltua jo nykyisellä kustannustasolla.

Edellä esitetyt arviot saavutetun päästövähennyksen arvosta ovat erittäin karkeita ja niiden pyrkimys on lähinnä havainnollistaa päästövähennysten arvoon liittyvää epävarmuutta. Luvut toimivat lähinnä keskustelun tukena, sillä vaikka aurinkosähkö tämän tutkimuksen mukaan vaatii erittäin merkittävää tukea, löytyy alan kirjallisuudesta myös perusteita jopa näin suuren tuen asettamiselle. Kuitenkaan hyödynnettäessä valtavirran mukaisia arvioita kasvi-huonepäästöjen ulkoiskustannuksista ei tukitoimia voida pitää perusteltuina.

## 5 Pohdinta

### 5.1 Retoriikka ja todellisuus

Edellä esitettyjen tulosten perusteella voidaan yksiselitteisesti todeta kotitalouksien aurinkosähkön olevan kaukana kannattavuudesta. Karkeasti arvioiden aurinkosähköjärjestelmien hintojen tulisi puolittua, jotta nykyisellä sähkön hinnalla investoinnit olisivat kannattavia. Ilman investointikustannusten laskua kannattavuus saavutettaisiin, jos jokaista tuotettua kWh kohden saatu korvaus kasvaisi noin 5 senttiä. Sähkön kuluttajahinnan ollessa noin 12,5 snt/kWh voidaan tätä eroa pitää erittäin merkittävänä.

Vaikka määrällisesti kuilu on syvä, ei kannattavuus välttämättä ole ajallisesti kovin kaukana. Jos IEA:n arviot pitävät paikkansa, on tästä kannattavuuskuilusta kurottu umpeen noin puolet vuoteen 2020 mennessä. Jos järjestelmien hinnan laskuun yhdistyy voimakas sähkön hinnan nousu, voisi aurinkosähköstä tulla kannattavaa jo tämän vuosikymmenen loppuun mennessä. Kannattavuuteen vaaditun sähkön hinnan nousu tulisi historiallisesti tarkasteltuna olla erittäin vauhdikasta, joten ilman poliittisia toimenpiteitä tällainen hinnan nousu ei vaikuta todennäköiseltä. Kuitenkin esimerkiksi merkittävä EU ETS päästölupien kallistuminen voisi huomattavasti kaventaa fossiilisten tuotantotapojen ja aurinkosähkön välistä kilpailukykyeroa.

Selvästi kannattamattomuudesta huolimatta pienaurinkosähkön puolesta on Suomessakin esitetty useita puheenvuoroja. Viimeisin merkittävä kannanotto uusiutuvan energijärjestelmän puolesta esitettiin kymmenen suomalaisprofessorin tuoreessa kirjassa "Maamme energia", jossa esitetään huoli Suomen jäämisestä maailmanlaajuisen energiavallankumouksen kyydistä (Halme et al., 2015). Yksi kirjassa vahvasti esiin nostetuista teknologioista on aurinkosähkö.

Ulostulolla on pyritty nostamaan esille Euroopassa vallitsevat energiatrendit ja kuinka maailmanlaajuiset cleantech-markkinat ovat jo tällä hetkellä valtavat ja tulevat jatkamaan kasvuaan. Kantavana ajatuksena professorien kannanotossa on tarve ainakin osittain kääntyä energia-asioissa niin sanotusti sisäänpäin, jolloin paikallinen sähköntuotanto luo työpaikkoja Suomeen ja parantaa maamme vaihtotasetta. Kirjassa huomautetaan myös, kuinka esimerkiksi mobiiliteollisuuden nousun taustalla oli suurelta osin valtion panostus kotimarkkinoiden rakentamiseen muun muassa NMT-verkkoihin panostamalla (Halme et al., 2015). Jotta Suomi pääsisi osaksi globaaleja aurinkosähkömarkkinoita, olisi kotimarkkinoiden luominen ensiarvoisen tärkeää.

Myös SITRA on ottanut vahvasti kantaa uusiutuvan energian tuotannon puolesta. Tuoreessa tiedotteessa arvioidaan suomalaisen cleantech-teollisuuden menestyksen olevan pitkälti Suomen omissa käsissä (SITRA, 2015). SITRA:n arvion mukaan oikeilla politiikkavälineillä on mahdollista edistää lukuisten cleantech-ratkaisujen kaupallistumista ja tätä kautta "luoda työpaikkoja, parantaa vaihtotasetta ja vähentää päästöjä" (SITRA, 2015, s.12). Arviot perustuvat SITRA:n Gaia Consulting Oy:llä teettämään laajaan tutkimukseen (Pesola et al., 2015). Sen mukaan biopolttoaineiden hyödyntämisellä on selvästi positiivisin vaikutus vaihtotaseeseen, kun taas maatuulivoimalla nähdään olevan suurin työllisyyttä lisäävä vaikutus. Pienaurinkosähköllä on arvioitu olevan vain pieni negatiivinen vaikutus vaihtotaseeseen, mutta selvästi positiivinen työllisyysvaikutus. Raportissa todetaankin, että "energia-alan menestyksessä pieni voi olla suurta, kun riittävän monta pienen kokoluokan cleantech-ratkaisua otetaan käyttöön" (Pesola et al., 2015, s.2).

Pesola et al. (2015) arvioivat tutkimuksessaan, että pienaurinkosähkön osuus Suomen tulevaisuuden päästövähennyksistä tulee luultavasti olemaan nimensä mukaisesti melko pientä. Kokoluokka on hyvin vastaava kuin esimerkiksi merituulivoimalla, joka julkisessa keskustelussa saa harvoin huomiota. Aurinkosähkön saama huomio vaikuttaakin olevan ainakin ilmastokysymyksen näkökulmasta suhteettoman suurta. Tasaisin väliajoin on myös uutisoitu kuinka aurinkosähkö jo nyt, tai viimeistään hyvin pian tulevaisuudessa, on taloudellisesti kannattava investointi (esimerkiksi Toivonen, 2015; Puikkonen, 2015). Tämän tutkimuksen tulosten valossa on kuitenkin täysin selvää, että kotitalouksien aurinkosähkö ei vielä ole kilpailukykyistä. Tästä herääkin kysymys: miksi tällaisia puheenvuoroja esitetään?

Yhtenä mahdollisena vastauksena voidaan pitää aurinkosähkön roolia eräänlaisena ilmastotietouden ja energiavallankumouksen symbolina. Esimerkiksi näkyvästi aurinkosähköä tukenutta Saksaa on pidetty uusiutuvan energiantuotannon mallimaana, vaikka todellisuudessa aurinkosähkön rooli maan koko sähköntuotannosta on edelleen melko pieni. Yksittäisen kotitalouden näkökulmasta ajateltuna aurinkosähkö kuitenkin tarjoaa loistavan mahdollisuuden viestiä huolensa ilmaston tilasta. Vaikkapa lämmitysjärjestelmän energiatehokkuuden parantaminen ei tarjoa tällaista lisähyötyä. On kuitenkin hyvin mahdollista, että tämänkaltaiset näkymättömät energiatehokkuuden parannukset tarjoaisivat kustannustehokkaampia päästövähennysmahdollisuuksia.

Sexton & Sexton (2014) puhuvat tutkimuksessaan silmiinpistävän ympäristönsuojelun (conspicuous conservation) käsitteestä, jossa yksilöt haluavat kulutustottumuksillaan signaloida omaa ympäristöystävällisyyttään. Sexton & Sexton (2014) argumentoivat, että näkyvien vihreiden tuotteiden avulla kuluttajan on mahdollista demonstroida olevansa valmis vapaaehtoisesti kestämaan näistä tuotteista aiheutuvat kustannukset ja näin ollen toimimaan ympäristön ja yhteiskunnan hyväksi. Tutkimuksessaan he mallintavat tätä ilmiötä vertailemalla Toyota

Prius ja Honda Civic autojen kysyntää. Autot ovat ominaisuuksiltaan lähes identtiset lukuun ottamatta Prius:en hyvin persoonallista ulkomuotoa, joka vahvasti viestii tuotteen olevan ympäristöystävällinen. Kyselyjen mukaan Prius:en omistajien suurin syy kyseisen auton hankintaan oli nimenomaan auton omistamisen lähettämä viesti omistajasta. Tutkimuksen tulosten mukaan esimerkiksi Coloradossa asuvien maksuhalukkuus (willingness to pay) Prius:en ulkonäön tarjoamasta signaalista on 1 403–4 209 dollaria (Sexton & Sexton, 2014). Konsepti on hyvin sovellettavissa myös kotitalouksien aurinkosähköjärjestelmiin ja onkin mahdollista, että tämä osaltaan selittää kotitalouksien huomattavaa kiinnostusta aurinkosähköä kohtaan.

Kuluttajien halu viestiä omaa ympäristöystävällisyyttään voi parhaassa tapauksessa edistää erilaisten vähäpäästöisten teknologioiden yleistymistä ja lisätä hyvinvointia. Kun päästöjen ulkoisvaikutuksia ei ole hinnoiteltu oikein, voivat tällaiset signaloivat kuluttajat jossain määrin kulutuksellaan kompensoida valtion riittämätöntä ympäristöpolitiikkaa. Sexton & Sexton (2014) kuitenkin huomauttavat, että on mahdollista että tämä signaalintimotiivi voi luoda investointeja tehostamaan teknologiaan, jolloin investointi maksimoi yksityistä eikä yhteiskunnan hyvinvointia. Tästä syystä tutkimuksessa argumentoidaan, että valtion tulisi ennemmin subventoida ympäristöystävällisiä tuotteita, joilla ei ole signaalintivaikutusta, jolloin teknologioita hyödynnettäisiin yhteiskunnallisesti optimaalisessa suhteessa. Toisaalta aurinkosähkön signaalintivaikutuksen voidaan ajatella alentavan kuluttajan ympäristöystävälliselle investoinnille asettamaa tuottovaatimusta, mikä myös samaan aikaan alentaisi pienaurinkosähkön tukitarvetta. Pienaurinkosähkön tukeminen tarjoaakin mahdollisuuden aktivoida suuri määrä kotitalouksia, millä voi olla merkittävää symbolista merkitystä.

On todennäköistä, että aurinkosähkömyönteisten puheenvuorojen taustalla on myös aito huoli ilmastonmuutoksesta ja ympäristön tilasta. Tätä huolta voidaan pitää perusteltuna, sillä fossiilisten polttoaineiden hyödyntämisellä on valtavat yhteiskunnalliset kustannukset. Tuoreen IMF:n julkaiseman tutkimuksen mukaan fossiilisen energian tukien<sup>11</sup> aiheuttamat vahingot olivat vuonna 2013 yhteensä 4 900 miljardia dollaria, mikä on noin 6,5 % maailman bruttokansantuotteesta (Coady et al., 2015). Tämä arvio on yli kaksinkertainen verrattuna esimerkiksi Clements et al. (2014) tutkimuksessa saatuihin tuloksiin. Ero selittyy Coady et al. tutkimuksessa käytetyllä laajemmalla skaalalla ja päivitettyillä kustannusarvioilla. Merkittävät muutokset tutkimuksessa ovat typpioksidi- ja pienhiukkaspäästöjen huomioiminen ja ilmansaasteiden kuolleisuusriskiä lisäävän vaikutuksen päivittäminen vastaamaan uusinta tutkimustietoa. Vaikka suurin osa fossiilisten polttoaineiden aiheuttamista kustannuksista on kehittyvissä maissa, ovat kustannukset merkittäviä myös kehittyneissä talouksissa. Tutki-

---

<sup>11</sup>Tässä tuki käsitteellä viitataan fossiilisten polttoaineiden saamaan suoraan taloudelliseen tukeen ja epäsuoraan tukeen. Tämä epäsuoratuki sisältää ne ympäristökustannukset, joita ei ole huomioitu polttoaineen hinnassa ja se perustuu niin sanottuun Pigou veron eli optimaalisen haittaveron käsitteeseen.

muksen mukaan fossiilisten polttoaineiden tuet ovat kehittyneissäkin talouksissa noin 2,5 % alueellisesta bruttokansantuotteesta.

Erityisen huomion arvoista Coady et al. (2015) saamissa tutkimustuloksissa on, että vain noin neljäsosa fossiilisten polttoaineiden yhteiskunnallisista kustannuksista aiheutuu kasvihuonepäästöjen ilmastomuutosta kiihdyttävästä vaikutuksesta. Kolme neljäsosaa kustannuksista on paikallisia, jolloin myös suurin osa fossiilisten polttoaineiden vähentämisestä aiheutuvista hyödyistä koettaisiin paikallisesti. Coady et al. mukaan fossiilisten polttoaineiden aiheuttamien päästöjen oikealla hinnoittelulla voitaisiin luoda erittäin merkittäviä tulovirtoja valtiolle ja erityisen merkityksellisiä nämä olisivat valtioille, jotka kärsivät julkisen talouden epätasapainosta. Tutkimuksessa todetaan energiaverojen olevan tehokkain ja käytännöllisin työkalu ympäristökustannusten suitsemiseen. Tällaiset toimenpiteet luonnollisesti parantaisivat myös pienaurinkosähkön suhteellista hintakilpailukykyä.

Edellä esitellyn tutkimustiedon valossa on hyvin mahdollista, että tässä tutkimuksessa käytetyt hiilidioksidipäästöjen yhteiskunnallisten kustannusten estimaatit aliarvioivat päästövähennyksen arvon. Kuitenkin tutkimustuloksissa esitetty suurin arvio päästövähennysten yhteiskunnallisesta arvosta oli jo suurempi kuin pienaurinkosähkön vaatima taloudellinen tuki, jolloin kokonaishyödyn näkökulmasta teknologian tukeminen olisi perusteltua. Näin ollen tulosten perusteella ei voida yksiselitteisesti todeta pienaurinkosähkön tukemisen olevan kannattamatonta. Yhteiskunnan kokonaishyödyn kannalta tehokkaampi ratkaisu olisi saastuttavien tuotantomuotojen ulkoisvaikutusten hinnoittelu, jolloin kaikkien uusiutuvien teknologioiden kannattavuus paranisi saman aikaisesti ja markkinat ratkaisisivat kannattavuuden näiden välillä. Voimakas päästöjen verotus olisi kuitenkin poliittisesti erittäin haasteellista, sillä sähkönhintaa pidetään edelleen Suomen kilpailukyvyn kannalta kriittisenä tekijänä. Jos professori Peter Lundin arvio 1950-luvulle juuttuneesta raskaan teollisuuden ehdoilla tehtävästä suomalaisesta energiapolitiikasta pitää paikkansa, ovat erilaiset uusiutuvan energian tukimallit poliittisesti todennäköisempiä kuin kaiken kattava päästövero.

## **5.2 Tukivaihtoehtojen soveltuvuus Suomessa**

Luvussa 4 esitettyjen tulosten perusteella pienaurinkosähkön vaatima tukitarve on edelleen erittäin suuri. Kun huomioidaan kotitalouksien aurinkosähkön päästövähennysten yhteiskunnallinen arvo, on vähemmän selvää onko pienaurinkosähkön tukeminen yhteiskunnan kokonaishyödyn kannalta perusteltua. Jos teknologiaa päädytään tukemaan, tulisi hyötyjen maksimoimiseksi ja kulujen minimoimiseksi pohtia tarkkaan millainen tukijärjestelmä parhaiten soveltuu Suomen olosuhteisiin.

Suomi on Euroopan mittakaavassa täysin poikkeuksellinen maa, sillä aurinkosähkölle ei ole olemassa mitään suoraa tukimekanismia. Euroopassa erilaiset tariffijärjestelmät ovat selvästi yleisin uusiutuvan energian tukimuoto ja Suomessakin syöttötariffia on sovellettu jo tuuli-, biokaasu-, metsähake- ja puupolttoainevoimaloihin. Puhdasta syöttötariffijärjestelmää voidaan tutkimustulosten perustella kuitenkin pitää huonosti soveltuvana pienaurinkosähkön tukemiseen, sillä tällä hetkellä vaadittu tukitaso ylittää selvästi sähkön kuluttajahinnan. Tällainen järjestelmä loisi kannustimet investoida mahdollisimman suuriin järjestelmiin, joissa kaikki energia syötettäisiin suoraan sähköverkkoon. Pienten järjestelmien kannattavuus jäisi tällöin vaatimattomaksi, mutta suuret laitokset voisivat saavuttaa merkittäviäkin tuottoja. Tariffijärjestelmän määrittelemisen niin, että erikokoiset aurinkosähkøjärjestelmät saisivat likimain vastaavan tuoton olisi erittäin haastavaa ja vaatisi monimutkaisen järjestelmän, jossa on useita eri tukitasoja. Koska aurinkosähkøjärjestelmien hinnat voivat vaihdella erittäin nopeasti, syntyy helposti tilanteita, joissa tariffin avulla on mahdollista hetkellisesti saavuttaa erittäin merkittäviä tuottoja. Tällä hetkellä syöttötariffin asettaminen aurinkosähkölle voisi myös olla poliittisesti haasteellista, sillä se tulisi asettaa merkittävästi korkeammalle tasolle kuin nykyinen tuulivoiman syöttötariffi. Tässä tilanteessa olisi hyvin helppoa esittää kysymys, miksi tukea aurinkosähköä kun voidaan tukea halvempaa tuulivoimaa?

Tuotantotariffin voidaankin nähdä soveltuvan Suomeen huomattavasti paremmin, sillä tariffiksi riittäisi tulosten perusteella noin 5 snt/kWh, jolloin säilytettäisiin kannustimet suureen omakäyttöosuuteen. Koska suuremmilla järjestelmillä omakäyttöosuus jää yleisesti alhaisemmaksi, laskisi myös keskimäärin aurinkosähköstä saatu korvaus järjestelmän koon kasvaessa, mikä vähentäisi suurten järjestelmien skaalaeduista saatua hyötyä. Tällöin tuotantotariffi ei luo yhtä korkeita tuottoja suuremmille järjestelmille kuin syöttötariffi. Tuotantotariffi on kuitenkin syöttötariffin tapaan altis aurinkosähkøjärjestelmien nopeille hinnan muutoksille. Molemmat järjestelmät vaatisivat valtiolta myös vuosikymmenien sitoutumisen tariffien maksuun. Molempien tariffijärjestelmien riskinä on, että luodaan kannustimet suurten järjestelmien rakentamiseen, jotka rasittavat sähköverkkoa merkittävästi enemmän kuin suuren omakäyttöosuuden omaavat pienet järjestelmät. Tuotantotariffin suuruus ei kuitenkaan ole suoraan verrattavissa tuulivoiman saamaan tukeen, jolloin sen viestittäminen voisi olla poliittisesti helpompaa.

Monien Euroopan maiden, kuten esimerkiksi Saksan ja Iso-Britannian, kokemukset erilaisista tariffijärjestelmistä ovat olleet vähintäänkin ristiriitaisia. Tariffien avulla on saavutettu merkittävää aurinkosähkökapasiteetin nousua, mutta on myös koettu suuria investointipiikkejä ja ajoittain aurinkosähköinvestoinneilla saavutetut tuotot ovat olleet selvästi suunniteltua korkeammat. Vaihtoehtona näille yleensä monimutkaisille tariffijärjestelmille on joissain maissa hyödynnetty yksinkertaisia nettolaskutusjärjestelmiä. Nettolaskutus vaikuttaa aurin-

kosäähkijärjestelmän omistajan kannalta reilulta järjestelmältä, sillä tällöin sähköstä saa saman korvauksen kuin mitä ostosähkö maksaa. Nettolaskutusta ei myöskään julkisessa keskustelussa samalla tavalla mielletä subventioksi kuin erilaisia tariffijärjestelmiä. Se nähdään ennemminkin menetelmänä, jonka avulla pyritään tarjoamaan reilu korvaus aurinkosähkön tuottajille.

Tätä asennetta kuvastaa muun muassa juuri julkaistun Maamme energia -kirjan toimittaneen Oskari Nokso-Koiviston kommentti, jossa hän kuvaa Tanskan entistä nettolaskutusjärjestelmää vain pienenä sääntömuutoksena, jonka avulla saavutettiin 400 MWp aurinkopaneeleita kotitalouksien katoille (Mäntymaa, 2015). Tässä jää kuitenkin huomioimatta, että sähkön hinnasta noin 2/3 on veroja ja siirtomaksuja, jotka nettomaksussa jäävät tuottajalta maksamatta. Vaikka vaikutusmekanismi ei ole päällepäin yhtä suora, on kyseessä aivan vastaava tuki kuin vaikkapa syöttötariffi. Nettolaskutuksen ongelmallisuudesta kertoo myös omaa tarinaansa Tanskan kokemukset, jossa vuoden sisäinen nettolaskutusjärjestelmä jouduttiin lopettamaan, kun maan aurinkosähkökapasiteetti yli 20 kertaistui vuoden 2012 aikana. Tanskan nettolaskutusjärjestelmän tavoitteena oli luoda 200 MWp aurinkosähköä vuoteen 2020 mennessä, mutta yksin 2012 asennettiin lähes 400 MWp (Denmark, 2012). Syynä järjestelmän lakkauttamiseen oli muun muassa aurinkosähkijärjestelmien liian suuret tuotot, pelko vähenevistä verotuloista ja halu siirtää suuri osa aurinkosähkön subventioiden kustannuksista valtiolta sähköyhtiöille (Kitzing, 2013). Arkiajattelun perusteella nettolaskutus voi vaikuttaa reilulta järjestelmältä, mutta todellisuudessa se on subventio siinä missä tariffijärjestelmät. Se on myös altis vastaaville ongelmille kuin erilaiset tariffit.

Vuotuisen nettolaskutusjärjestelmän nykyhinnoilla tarjoama tukitaso tekisi suuremmista 5 kWp järjestelmistä jo nyt houkuttelevia sijoituskohteita. Pienemmilläkin järjestelmillä saavutetaan alle 25 vuoden takaisinmaksuaika, joten tukitaso voisi olla ainakin innokkaimmille kotitalouksille riittävä. Nettolaskutus kannustaa kuitenkin kotitaloutta asentamaan mahdollisimman suuren järjestelmän, sillä tuotetusta sähköstä saatu korvaus ei ole riippuvainen omakäyttöosuudesta, jolloin suurten järjestelmien skaalaetujen hyödyntäminen on kannattavaa. Onkin hyvin todennäköistä, että vuotuisen nettolaskutuksen avulla luotaisiin kannustimet sähköverkon optimaalisen toiminnan kannalta liian suuriin järjestelmiin. Koska investoinnin tuotto on riippumaton kotitalouksien kulutustottumuksista, ei nettolaskutus myöskään lisää sähkön kysynnän joustavuutta. Vaihtuvan tuotannon osuuden kasvaessa sähköjärjestelmässä kysyntäjoustoa pidetään yleisesti tärkeänä tasapainottajana ja tätä kehitystä nettolaskutus ei tue. Koska nettolaskutusjärjestelmän tukitaso on riippuvainen sähkön markkinahinnasta, ei järjestelmässä ole olemassa mitään yksinkertaista menetelmää tukitason säätämiseksi. Tällöin voidaan päätyä Tanskassa koettuun tilanteeseen, jossa ainoa ratkaisu on vuotuisen net-



tolaskutusjärjestelmän lakkauttaminen. Tästä näkökulmasta nettolaskutusta voidaankin pitää monella tapaa jopa tariffijärjestelmiä ongelmallisempänä tukimuotona.

Viimeisin tässä tutkimuksessa tarkasteltu vaihtoehto, investointituki, välttää monet edellä esitettyjen tukijärjestelmien sudenkuopista. Investointitukijärjestelmä kannustaa mahdollisimman suureen omakäyttöosuuteen, sillä Suomessa verkkoon syötetystä sähköstä saatu korvaus on vain noin kolmasosan itse hyödynnetyn sähkön arvosta. Näin ollen kotitalouksien tulee pyrkiä mitoittamaan järjestelmän koko oman kulutuksen mukaan, mikä vähentää aurinkojärjestelmien sähköverkolle aiheuttamaa rasitetta. Investoinnin tuottavuuden maksimoimiseksi kotitalouden tulee olla tietoinen omasta sähkönkulutusprofilistaan ja pyrkiä ajoittamaan sähkön kulutustaan, kuten esimerkiksi astian- ja pyykinpesukoneen käyttöä, ajankohtiin, jolloin aurinkosähkön tuotanto on suurta. Aurinkosähkijärjestelmä kannustaa kotitaloutta muuttamaan sähkönkulutustottumuksiaan, jolloin sähkön kulutukseen vaikuttaviin tekijöihin kannattaa perehtyä. Tällä tietoisuuden lisääntymisellä voidaan nähdä olevan myös positiivisia ulkoisvaikutuksia, sillä on mahdollista, että kuluttaja tämän tiedon avulla pystyy myös välttämään aktiviteetteja, jotka käyttävät sähköä tarpeettomasti.

Hyvän kannustinrakenteen lisäksi prosentuaalisessa investointitukijärjestelmässä on sisäänrakennettuna reagointimekanismi aurinkosähkijärjestelmien hinnan laskulle. Kun tuki kattaa määrätyn prosenttiosuuden investoinnin kustannuksista, laskee tuen määrä per kWp myös aurinkosähkijärjestelmien hinnan laskun myötä. Tämä mekanismi on hyvin havaittavissa Ruotsin kokemuksista, jossa investointitukena jaettu vuotuinen summa on pysynyt likimain vakiona, mutta vuonna 2012 asennettiin 8,3 MWp uutta aurinkosähkökapasiteettia, vuonna 2013 saatiin 19 MWp kasvu ja vuonna 2014 asennettiin jo 36,2 MWp (Energimyndigheten, 2015b,d). Tämän tutkimuksen perusteella vaikuttaisi siltä, että vastaavaa vakaata kasvua ei ole mahdollista saavuttaa nettolaskutuksen avulla. Tariffijärjestelmissä tukikustannusten pitäminen vakaana vaatisi muuttuvan hintatason vuoksi jatkuvia tukitason muutoksia mikä olisi hallinnollisesti työlästä ja loisi epävarmuutta investointipäätöksen tekoon. Kiinteän prosenttiosuuden kattava investointituki taas on aurinkosähköinvestointia harkitsevalle erittäin helposti ymmärrettävä ja vakaa signaali.

Koska investointituki rahoitettaisiin valtion budjetista, voitaisiin sitä Ruotsin mallin tapaan uudelleenarvioida vuosittain. Jos aurinkosähkijärjestelmien hinnat ovat laskeneet merkittävästi tai aurinkosähkön kasvu on ollut suunniteltua nopeampaa, voidaan tukiprosenttia laskea tai yksinkertaisesti vähentää vuotuisia tukibudjettia. Vuosittaisten arviointien ansiosta ja tuen kertaluontoisuuden vuoksi tukijärjestelmästä ei aiheudu pitkäaikaista rasitetta valtion budjettiin. Vallitsevassa taloustilanteessa investointitukijärjestelmän luominen olisi kuitenkin poliittisesti erittäin haastavaa sen välittömän budjettivaikutuksen vuoksi. Ruotsissa investointituen vuotuiset kustannukset ovat jääneet melko pieniksi, noin 8–8,5 miljoonaan eu-

roon. Vaikka kyseessä on melko pieni kuluerä, suurten budjettileikkausten aikaan tällaisten tukipäätösten tekeminen voi olla vaikeaa.

Tämän tutkimuksen perusteella investointituki vaikuttaa sähkömarkkinoiden toiminnan, tukijärjestelmän joustavuuden ja sähkön kysyntäjoustovaikutustensa perusteella Suomen olosuhteisiin parhaiten sopivalta vaihtoehdolta. Investointitukijärjestelmästä saadut kokemukset Ruotsista ovat olleet positiivisia ja tutkimuksessa ei ole tunnistettu tekijöitä, jotka viittaisivat menetelmän soveltumattomuuteen Suomessa. Suurimpana esteenä investointituella voidaan pitää sen budjettivaikutusta. Lisäksi aurinkosähköjärjestelmän vaatiman huomattavan alkupääoman vuoksi tulisi pääosa tuensaajista olemaan varakkaampaa väestönosaa. Aurinkosähkön investointitukea voitaisiinkin tästä syystä pitää regressiivisenä tukena, joka vaikeina talousaikoina vähentää politiikkavaihtoehdon houkuttelevuutta. Onkin todennäköistä, että poliittisen hyväksynnän saamiseksi tulee kotitalouksien aurinkosähkön tukemista perustella sen positiivisilla työllisyys- ja talousvaikutuksilla.

### **5.3 Jatkotutkimuksen kannalta keskeiset kysymykset**

Saatujen tutkimustulosten suurin epävarmuustekijä liittyy aurinkosähkön avulla saavutettujen päästövähennysten arvottamiseen. Arviot hiilidioksidipäästöjen yhteiskunnallisista kustannuksista vaihtelevat suuresti ja uudet tutkimukset ovat osoittaneet sähköntuotantoon liittyvän laajalti myös paikallisia negatiivisia ulkoisvaikutuksia. Uusiutuvan energian tuotannon lisäämisen taustalla on huoli ilmaston ja ympäristön tilasta, jolloin fossiilisten tuotantomuotojen todellisten kustannusten määrittäminen olisi äärimmäisen tärkeää. Esimerkiksi Coady et al. (2015) kaltaisen tutkimuksen suorittaminen Suomen aineistolla antaisi erittäin hyvät lähtökohdan niin pienaurinkosähkön kuin muidenkin vähäpäästöisten energiantuotantotapojen ympäristöhyötyjen arvottamiseen.

Tässä tutkimuksessa ei myöskään suoraan oteta kantaa aurinkosähkön meriitteihin verrattuna vaihtoehtoihin uusiutuviin tuotantotapoihin. Onkin hyvin todennäköistä, että lyhyellä aikavälillä Suomessa tuulivoima ja biopolttoaineet tarjoavat kustannustehokkaampia päästövähennyksiä. Suomen ilmastostrategian mukaiset päästövähennykset tulevat kuitenkin luultavasti vaatimaan suuren kirjon eri teknologioita, jossa aurinkosähkö on varmasti mukana. Tuulivoiman kannalta otollisia sijoituskohteita on rajallisesti, erityisesti kun huomioidaan asutuilla alueilla usein koettu tuulivoimaprojektien vastustus. Verrattuna tuulivoimaan aurinkosähkön etuna on sen minimaalinen tilavaatimus, sillä aurinkovoimaloita voidaan sijoittaa olemassa olevien rakennusten katoille ilman että se aiheuttaisi häiriötä ulkopuolisille. Pienaurinkosähkön tuotanto tulisi sijoittamaan pääosin kaupungeissa missä sähkön kulutus on

suurinta, kun taas tuulivoimalat sijaitsevat yleensä kauempana kulutuksesta. Muun muassa tämänkaltaisia аспектеja ei tässä tutkimuksessa ole huomioitu.

On myös syytä huomioda, että päätös mahdollisen tukijärjestelmän luomisesta on lopulta poliittinen ja poliittisessa päätöksenteossa työllisyys- ja talousvaikutukset ovat usein keskiössä. Tässä tutkimuksessa ei ole suoraan arvioitu tai arvotettu aurinkosähkön mahdollisesti luomia työpaikkoja tai sen laajempia dynaamisia talousvaikutuksia. Nämä tekijät ovat kuitenkin usein ratkaisevia poliittisia päätöksiä tehtäessä. Tässä tutkimuksessa on nostettu näitä tekijöitä esille keskustelun yhteydessä, mutta minkäänlaista vertailua vaihtoehtoisten tukikohteiden välillä ei ole suoritettu. Tämän tutkimuksen tarkastelu onkin keskittynyt vahvasti pienaurinkosähkön mahdollisiin positiivisiin ilmastovaikutuksiin. Näin ollen tässä esitetyt tulokset voivat toimia osana poliittista päätöksentekoa, mutta eivät edusta kokonaisvaltaista katsausta pienaurinkosähkön hyvinvointivaikutuksiin.

## 6 Johtopäätökset

Tutkimuksen perusteella voidaan todeta, ettei pienaurinkosähkön hyödyntämiselle Suomessa ole teknisiä rajoitteita – tuotanto-odotukset ovat likimain samalla tasolla kuin monessa aurinkosähkön suurtuottajamaassa. Taloudelliseen kannattavuuteen on kuitenkin pitkä matka johtuen niin säteilymäärän epätasaisesta jakaumasta kuin ennen kaikkea matalasta sähkön hinnasta ja tukimekanismien puutteesta.

Alhaisen kannattavuuden vuoksi Suomen aurinkosähkökapasiteetin kasvu vaatisi suurempaa tukea kuin nykyinen tuulivoimalle tarjottu korotettu syöttötariffi. Kun huono kannattavuus yhdistetään alhaiseen sähkön hintaan, syöttötariffijärjestelmä ei vaikuta soveltuvan pienaurinkosähkön tukemiseen Suomessa, sillä tariffin taso tulisi asettaa korkeammaksi kuin sähkön kuluttajahinta. Tästä syystä tuotantotariffi-, investointituki- ja nettolaskutusjärjestelmät soveltuisivat paremmin Suomen markkinoille. Määrättyyn prosenttiosuuteen perustuvan investointitukijärjestelmän selkeänä etuna muihin tukimuotoihin verrattuna on sen kyky mukautua aurinkosähköjärjestelmien hinnanmuutoksiin.

Investointituen välitön budjettivaikutus ja sen todennäköinen kohdistuminen varakkaammalle kansanosalle voi osoittautua poliittisesti hankalaksi. Tästä syystä esimerkiksi nettomittaroinnille olisi luultavasti helpompi kerätä poliittista tukea. Nettomittarointi istuu myös arkiajatteluun, jossa myydystä sähköstä tulisi saada sama korvaus kuin mikä on sähkön kuluttajahinta. Näin ollen nettomittarointi voitaisiin esittää tapana taata piensähkön tuottajille oikeudenmukainen korvaus tuotetusta sähköstä. Todellisuudessa kuitenkin sähkön tukkuhinta muodostaa vain kolmasosan kuluttajahinnasta. Nettomittarointi onkin samaan tapaan subventio aurinkosähkölle kuin muut tarkastellut tukimuodot. Nettolaskutus ei myöskään millään tavalla huomioi sähkön tuotannon aika-arvon tai omakäyttöosuuden merkitystä.

Juuri julkaistun tutkimuksen mukaan fossiilisten polttoaineiden käytöstä syntyvät päästöt aiheuttavat merkittävästi suuremmat yhteiskunnalliset kustannukset kuin aikaisemmin on arvioitu. Onkin hyvin mahdollista, että tässä tutkimuksessa on aliarvioitu pienaurinkosähkön avulla saavutetun päästövähennyksen yhteiskunnallista arvoa. Tällöin kotitalouksien aurinkosähkön tukeminen voisi jo nykyisillä hinnoilla lisätä yhteiskunnan kokonaishyvinvoinnin tasoa. Coady et al. arvion mukaan kaksi kolmasosaa fossiilisten polttoaineiden käytöstä syntyvien päästöjen vaikutuksista on paikallisia ja vaikutukset ovat kooltaan merkittäviä myös kehittyneissä talouksissa. Päätöksenteon kannalta olisikin tärkeää saada tarkempaa tietoa siitä kuinka suuria nämä kustannukset ovat Suomessa. Tämä tieto mahdollistaisi luotettavamman pienaurinkosähkön kokonaishyvinvointivaikutusten arvioinnin.

Pienaurinkosähköä ei tulisi sulkea pois uusiutuvan energian tuotantovaihtoehtoista, mutta samaan aikaan monet julkisuudessa esitetyt aurinkosähkömyönteiset näkemykset vaikuttavat tutkimustulosten valossa yltiöoptimistisilta. Tulosten perusteella kotitalouksien pienaurinkosähkö on kaukana kannattavuudesta ilman merkittäviä valtion tukitoimenpiteitä. Aurinkosähkön puolesta esitetyissä puheenvuoroissa on varmasti taustalla niin aito huoli ilmastomuutoksesta kuin pelko Suomen jäävän paitsi globaalien aurinkosähkömarkkinoiden tarjoamista mahdollisuuksista. Taustavaikuttimena näille puheenvuoroille voi myös olla miehikuva, jossa aurinkopaneelit symboloivat visiota tulevaisuuden vihreästä yhteiskunnasta – tämän viestin puuttumista suomalaisesta katukuvasta pidetään merkinä siitä, että Suomessa ollaan jäämässä jälkeen uusiutuvien teknologioiden esiinmarssista.

Vahva kiinnostus aurinkosähköä kohtaan viestii myös kansan halusta osallistua ilmastotalouteen. Onkin mahdollista, että pienaurinkosähkön tukeminen tarjoaa mahdollisuuden aktiivoida suuri määrä kotitalouksia ja tällä on vähintäänkin vahva symbolinen merkitys. Samaan aikaan voidaan argumentoida, että rajalliset resurssit tulisi käyttää sellaisten ratkaisujen tukemiseen, joihin ei liity signaalointia, sillä nämä investointimahdollisuudet ovat muussa tapauksessa todennäköisesti alihyödynnettyjä.

Keskusteltaessa eri uusiutuvan energian tukivaihtoehtoista symbolisilla viesteillä näyttäisi olevan suuri merkitys. Useissa ulostuloissa nämä viestit eivät kuitenkaan pysy erillään konkreettisista argumenteista. Tämän tutkimuksen valossa suomalaisen pienaurinkosähkön puolesta on vaikea argumentoida puhtaasti taloudellisin perustein, mutta aurinkosähköllä aikaansaadun päästövähennyksen huomioiminen muuttaa tilannetta. Jos aurinkosähkön tuotantoa päätetään tukea, tulee fossiilisten polttoaineiden negatiivisten vaikutusten vähentäminen varmasti olemaan yksi päätöksen pääajureista. Onkin hyvin mahdollista, että jo tällä hetkellä pienaurinkosähkön positiiviset hyvinvointivaikutukset ovat suuremmat kuin sen tukemisen kustannukset.

# Lähteet

- Agora Energiewende (2015a). The Energiewende in the Power Sector: State of Affairs 2014. Saatavilla: <[http://www.agora-energiewende.org/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Jahresauswertung\\_2014/Agora\\_Energiewende\\_Review\\_2014\\_EN.pdf](http://www.agora-energiewende.org/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Jahresauswertung_2014/Agora_Energiewende_Review_2014_EN.pdf)>.
- Agora Energiewende (2015b). The German Energiewende and its Climate Paradox, An Analysis of Power Sector Trends for Renewables, Coal, Gas, Nuclear Power and CO<sub>2</sub> Emissions, 2010–2030. Saatavilla: <[http://www.agora-energiewende.org/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Trends\\_im\\_deutschen\\_Stromsektor/Analysis\\_Energiewende\\_Paradox\\_web\\_EN.pdf](http://www.agora-energiewende.org/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Trends_im_deutschen_Stromsektor/Analysis_Energiewende_Paradox_web_EN.pdf)>.
- Auvinen, K., J. Kirkinen, J. Kurnitski, J. Ahola, J. Valtari, & F. Ek (2012). Aurinkosähkön ja muun uusiutuvan sähkön pientuotannon edistäminen Suomessa. *Sitra, Kestävät elämäntavat ja älykäs luonnonvarojen käyttö. Keskustelupaperi*. Saatavilla: <[http://www.sitra.fi/sites/default/files/u489/sahkon\\_pientuotanto\\_keskustelupaperi\\_2012-9-3.pdf](http://www.sitra.fi/sites/default/files/u489/sahkon_pientuotanto_keskustelupaperi_2012-9-3.pdf)>.
- Breyer, C., D. Bogdanov, K. Komoto, T. Ehara, J. Song, & N. Enebish (2014). North-East Asian Super Grid: Renewable Energy Mix and Economics. Preprint to be published as Technical Digest in the proceedings of the 6th World Conference of Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-6), November 24 - 27, 2014, Kyoto, Japan.
- Cherrington, R., V. Goodship, A. Longfield, & K. Kirwan (2013). The feed-in tariff in the UK: A case study focus on domestic photovoltaic systems. *Renewable Energy* 50(0), 421–426.
- Clements, B., D. Coady, S. Fabrizio, S. Gupta, & B. Shang (2014). Energy subsidies: How large are they and how can they be reformed? *Economics of Energy & Environmental Policy* 3(1).
- Coady, D., I. Parry, L. Sears, & B. Shang (2015). How Large Are Global Energy Subsidies? *IMF Working Paper* 15/105.
- Danmark (2015). Lov om ændring af lov om fremme af vedvarende energi, lov om elforsyning, lov om afgift af elektricitet og ligningsloven. *Klima-, Energi- og Bygningsministeriet*. Saatavilla: <<https://www.retsinformation.dk/Forms/r0710.aspx?id=144949>> [Vierailtu 3.5.2015].
- Darby, S. J. & E. McKenna (2012). Social implications of residential demand response in cool temperate climates. *Energy Policy* 49, 759–769.
- European Environment Agency (2008). EN35 External costs of electricity production. Saatavilla: <[http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/ds\\_resolveuid/632661d88ad711ab8218ca8c48888129](http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/ds_resolveuid/632661d88ad711ab8218ca8c48888129)> [Vierailtu 9.5.2015].
- European Environment Agency (2014). Trends and projections in Europe 2014, Tracking progress towards Europe's climate and energy targets for 2020. *EEA Report* 6/2014.

- European Photovoltaic Industry Association (2013). Self Consumption of PV Electricity. *European Photovoltaic Industry Association*. Saatavilla: <[http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Publications/44\\_epia\\_gmo\\_report\\_ver\\_17\\_mr.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/44_epia_gmo_report_ver_17_mr.pdf)>.
- Fischer, C. (2008). Feedback on household electricity consumption: a tool for saving energy? *Energy Efficiency* 1(1), 79–104.
- Fronzel, M., N. Ritter, C. M. Schmidt, & C. Vance (2010). Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience. *Energy Policy* 38(8), 4048–4056.
- Fronzel, M., C. M. Schmidt, & C. Vance (2014). Revisiting Germany's solar cell promotion: An unfolding disaster. *Economic Analysis and Policy* 44(1), 3–13.
- Gawel, E., S. Strunz, & P. Lehmann (2012). The German Energiewende under attack: Is there an irrational Sonderweg? *UFZ Discussion Papers 15/2012*, Helmholtz Centre for Environmental Research (UFZ), Division of Social Sciences (ÖKUS).
- Great Britain (2008). Climate Change Act 2008. *Chapter 27*. Saatavilla: <[http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/pdfs/ukpga\\_20080027\\_en.pdf](http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/pdfs/ukpga_20080027_en.pdf)>.
- Great Britain (2009a). National Renewable Energy Action Plan for the United Kingdom, Article 4 of the Renewable Energy Directive 2009/28/EC. Saatavilla: <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/47871/25-nat-ren-energy-action-plan.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47871/25-nat-ren-energy-action-plan.pdf)>.
- Great Britain (2009b). The UK Renewable Energy Strategy. *HM Government*. Saatavilla: <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/228866/7686.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/228866/7686.pdf)>.
- Great Britain (2012a). Feed-in Tariffs Scheme, Government response to Consultation on Comprehensive Review Phase 2A: Solar PV cost control. *Department of Energy and Climate Change*. Saatavilla: <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/43085/5386-government-response-to-consultation-on-comprehensi.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/43085/5386-government-response-to-consultation-on-comprehensi.pdf)>.
- Great Britain (2012b). Identifying trends in the deployment of domestic solar PV under the Feed-in Tariff scheme. *Department of Energy and Climate Change*. Saatavilla: <<https://www.gov.uk/government/statistics/identifying-trends-in-the-deployment-of-domestic-solar-pv-under-the-feed-in-tariff-scheme>>.
- Great Britain (2015a). Energy trends, March 2015. *A National Statistics Publication*. Saatavilla: <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/415976/ET\\_Mar\\_15.PDF](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/415976/ET_Mar_15.PDF)>.
- Grover, D. (2013). The British Feed-in Tariff for small renewable energy systems: Can it be made fairer? *Centre for Climate Change Economics and Policy, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment*. Saatavilla: <<http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/publication/the-british-feed-in-tariff-for-small-renewable-energy-systems-can-it-be-made-fairer/>>.

- Grösche, P. & C. Schröder (2014). On the redistributive effects of Germany's feed-in tariff. *Empirical Economics* 46(4), 1339–1383.
- Halme, M., J. Hukkinen, J. Korppi-Tommola, L. Linnanen, M. Liski, R. Lovio, P. Lund, J. Luukkanen, O. Nokso-Koivisto, J. Partanen, & M. Wilenius (2015). *Maamme energia*. Into Kustannus Oy.
- Hertwich, E. G. & G. P. Peters (2009). Carbon Footprint of Nations: A Global, Trade-Linked Analysis. *Environmental Science & Technology* 43(16), 6414–6420.
- Hippinen, I. & U. Suomi (2012). Yhteenvetojen CO<sub>2</sub>-päästöjen laskentaohjeistus sekä käytettävät CO<sub>2</sub>-päästökertoimet. *Motiva 12/2012*. Saatavilla: <[http://www.motiva.fi/files/8887/CO2-laskentaohje\\_Yhteenvedot.pdf](http://www.motiva.fi/files/8887/CO2-laskentaohje_Yhteenvedot.pdf)>.
- Huber, C., T. Faber, R. Haas, G. Resch, J. Green, S. Ölz, S. White, H. Cleijne, W. Ruijgrok, P. E. Mothorst, K. Skytte, M. Gual, P. Del Rio, F. Hernández, A. Tacsir, W. Orasch, M. Bokemann, & C. Lins (2004). Action plan for deriving dynamic RES-E policies. *Report of the project Green-X, a research project within the fifth framework programme of the European Commission*.
- Hughes, G. (2011). The Myth of Green Jobs. *The Global Warming Policy Foundation, GWPF Report 3*. Saatavilla: <[http://www.thegwpf.org/images/stories/gwpf-reports/hughes-green\\_jobs.pdf](http://www.thegwpf.org/images/stories/gwpf-reports/hughes-green_jobs.pdf)>.
- Huld, T., R. Müller, & A. Gambardella (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy* 86(6), 1803 – 1815.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (2013a). Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability, Summary for Policymakers. *Working Group II contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (2013b). The Physical Science Basis. *Working Group I contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (2014). Mitigation of Climate Change, Summary for Policymakers. *Working Group III contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- International Energy Agency (2014a). Medium-Term Renewable Energy Market Report 2014. *Market Analysis and Forecasts to 2020*.
- International Energy Agency (2014b). Snapshot of Global PV Markets. *Photovoltaics Power Systems Program*. Saatavilla: <[http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS\\_report\\_-\\_A\\_Snapshot\\_of\\_Global\\_PV\\_-\\_1992-2014.pdf](http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf)>.
- International Energy Agency (2014c). Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy. *Energy Technology Perspectives*. Saatavilla: <[http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy\\_2014edition.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf)>.



- International Renewable Energy Agency (2015). Renewable power generation costs in 2014. *Insights series*. Saatavilla: <[http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Power\\_Costs\\_2014\\_report.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf)>.
- Lehmann, P., F. Creutzig, M.-H. Ehlers, N. Friedrichsen, C. Heuson, L. Hirth, & R. Pietzcker (2012). Carbon Lock-Out: Advancing Renewable Energy Policy in Europe. *Energies* 5(2), 323–354.
- Lehtilä, A., T. Koljonen, M. Airaksinen, P. Tuominen, T. Järvi, J. Laurikko, L. Similä, & L. Grandell (2014). Low carbon Finland 2050 -platform, energiajärjestelmien kehityspotkut kohti vähähiilistä yhteiskuntaa. *VTT Technology* 165.
- Lindfors, A., A. Riihelä, A. Aarva, J. Latikka, & J. Kotro (2014). Auringonsäteily Helsingin Östersundomissa. *Raportteja 2014:5*. Saatavilla: <<https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/135830/2014nro5.pdf?sequence=1>>.
- Masson, G., S. Orlandi, & M. Rekingier (2014). Global market outlook for photovoltaics 2014–2018. *European Photovoltaic Industry Association*. Saatavilla: <[http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Publications/44\\_epia\\_gmo\\_report\\_ver\\_17\\_mr.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/44_epia_gmo_report_ver_17_mr.pdf)>.
- Matthes, F. C. (2010). Greenhouse gas emissions trading and complementary policies. Developing a smart mix for ambitious climate policies. *Report commissioned by German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety*. Berlin: Oeko-Institut e.V. Saatavilla: <<http://www.oeko.de/oekodoc/1068/2010-114-en.pdf>>.
- Meteotest; J. Remund, S. Müller, S. Kunz, B. Huguenin-Landl, C. Studer, D. Klauser & C. Schilter (2014a). Handbook Part I: Software. Saatavilla: <[http://meteonorm.com/images/uploads/downloads/mn71\\_software.pdf](http://meteonorm.com/images/uploads/downloads/mn71_software.pdf)>.
- Meteotest; J. Remund, S. Müller, S. Kunz, B. Huguenin-Landl, C. Studer, D. Klauser & C. Schilter (2014b). Handbook part II: Theory. Saatavilla: <[http://meteonorm.com/images/uploads/downloads/mn71\\_theory.pdf](http://meteonorm.com/images/uploads/downloads/mn71_theory.pdf)>.
- Moore, F. C. & D. B. Diaz (2012). Temperature impacts on economic growth warrant stringent mitigation policy. *Nature Climate Change* 5(2), 127–131.
- Neuhoff, K. (2005). Large-Scale Deployment of Renewables for Electricity Generation. *Oxford Review of Economic Policy* 21(1), 88–110.
- Oliver, J. G. J., G. Janssens-Maenhout, M. Muntean, & J. H. A. W. Peters (2014). Trends in global CO<sub>2</sub> emissions – 2014 report. *JRC report 93171*.
- Pesola, A., J. Vanhanen, M. Hagström, V. Karttunen, L. Larvus, , L. Hakala, & I. Vehviläinen (2014). Sähkön pientuotannon kilpailukyvyyn ja kokonaistaloudellisten hyötyjen analyysi. *Gaia Consulting Oy*. Saatavilla: <[https://www.tem.fi/files/41148/Sahkon\\_pientuotannon\\_kilpailukyky\\_-\\_loppuraportti\\_-\\_final\\_\(ID\\_15372\).pdf](https://www.tem.fi/files/41148/Sahkon_pientuotannon_kilpailukyky_-_loppuraportti_-_final_(ID_15372).pdf)>.

- Pesola, A., J. Vanhanen, V. Karttunen, A. Kumpulainen, M. Hagström, M. Bröckl, & I. Rönnlund (2015). Energiasektorin cleantechteknologioiden vaikutukset ja mahdollisuudet. *Loppuraportti 15.5.2015*.
- Peters, G. P. & E. G. Hertwich (2008). CO<sub>2</sub> Embodied in International Trade with Implications for Global Climate Policy. *Environmental Science & Technology* 42(5), 1401–1407.
- Poullikkas, A., G. Kourtis, & I. Hadjipaschalis (2013). A review of net metering mechanism for electricity renewable energy sources. *International Journal of Energy and Environment* 4(6), 975–1002.
- Purhonen, M. & P. Silventoinen (2013). Prospects of photovoltaic systems in Finland. Saatavilla: <[http://egdk.ttu.ee/files/parnu2013/Parnu\\_2013\\_208-211.pdf](http://egdk.ttu.ee/files/parnu2013/Parnu_2013_208-211.pdf)>.
- Randalls, S. (2010). History of the 2°C climate target. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change* 1(4), 598–605.
- Sexton, S. E. & A. L. Sexton (2014). Conspicuous conservation: The Prius halo and willingness to pay for environmental bona fides. *Journal of Environmental Economics and Management* 67(3), 303–317.
- Sinn, H. (2013). *The Green Paradox, A Supply-Side Approach to Global Warming*. Cambridge, MA: MIT Press.
- SITRA (2015). Energiasektorin cleantechteknologiat lisäävät työllisyyttä ja parantavat vaihtotasetta. Saatavilla: <<http://www.sitra.fi/julkaisu/2015/energiasektorin-cleantech-teknologiat-lisaavat-tyollisyytta-ja-parantavat>>.
- Stern, N. (2007). *The Economics of Climate Change, The Stern Review*. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press.
- Suomen valtio (1993). Arvonlisäverolaki, L 30.12.1993/1501. Valtion säädöstietopankki Finlex, Ajantasainen lainsäädäntö. Saatavilla: <<https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1993/19931501>>.
- Suomen valtio (1996). Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta, L 30.12.1996/1260. Valtion säädöstietopankki Finlex, Ajantasainen lainsäädäntö. Saatavilla: <<https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1996/19961260>>.
- Suomen valtio (2009). Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta, 66/2009. Valtion säädöstietopankki Finlex, Säädökset alkuperäisinä. Saatavilla: <<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2009/20090066>>.
- Suomen valtio (2010). Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta, 1396/2010. Valtion säädöstietopankki Finlex, Säädökset alkuperäisinä. Saatavilla: <<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2010/20101396>>.

- Šúri, M., T. A. Huld, E. D. Dunlop, & H. A. Ossenbrink (2007). Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy* 81(10), 1295–1305.
- Taylor, T. N., P. M. Schwarz, & J. E. Cochell (2005). 24/7 Hourly Response to Electricity Real-Time Pricing with up to Eight Summers of Experience. *Journal of Regulatory Economics* 27(3), 235–262.
- Tilastokeskus (2014c). Suomen kasvihuonekaasupäästöt 1990—2012. *Katsauksia* 2014(1).
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2009). Syöttötariffityöryhmän loppuraportti: Ehdotus tuulivoimalla ja biokaasulla tuotetun sähkön syöttötariffiksi. *Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja Teema x/2008*. Saatavilla: <[https://www.tem.fi/files/24645/Sy\\_tt\\_tariffity\\_ryhm\\_n\\_loppuraportti\\_29-09-09.pdf](https://www.tem.fi/files/24645/Sy_tt_tariffity_ryhm_n_loppuraportti_29-09-09.pdf)>.
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2013a). Kansallinen energia- ja ilmastostrategia, taustaraportti. Saatavilla: <[http://www.tem.fi/files/36279/Kansallinen\\_energia-\\_ja\\_ilmastostrategia\\_taustraportti.pdf](http://www.tem.fi/files/36279/Kansallinen_energia-_ja_ilmastostrategia_taustraportti.pdf)>.
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2013b). Kansallinen energia- ja ilmastostrategia, valtioneuvoston selonteko eduskunnalle 20. päivänä maaliskuuta 2013. *Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja* 8/2013.
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2014a). Energia- ja ilmastotiekartta 2050, parlamentaarisen energia ja ilmastokomitean mietintö 16. päivänä lokakuuta 2014. *Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja* 31/2014.
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2014b). Pienimuotoisen energiantuotannon edistämistyöryhmän loppuraportti. *Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja* 55/2014.
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2014c). Selvitys sähkön pientuotannon nettolaskutusmenettelystä. *Raportti 23.6.2014, KPMG Oy*. Saatavilla: <[http://www.tem.fi/files/40774/KPMG\\_Sahkon\\_pientuotannon\\_netolaskutusmenttely\\_23.6.2014\\_.pdf](http://www.tem.fi/files/40774/KPMG_Sahkon_pientuotannon_netolaskutusmenttely_23.6.2014_.pdf)>.
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2014d). Yhteenvedo KPMG Oy:n sähkön pientuotannon nettolaskutusselvityksestä jätetyistä kommentaista. Saatavilla: <[http://www.tem.fi/files/41163/Yhteenvedo\\_kommentista\\_KPMGn-netolaskutusselvitys\\_2014-10-10.pdf](http://www.tem.fi/files/41163/Yhteenvedo_kommentista_KPMGn-netolaskutusselvitys_2014-10-10.pdf)>.
- United Nations (2010). Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009. Saatavilla: <<http://unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/eng/11a01.pdf>> [Vierailtu 5.2.2015].
- United States Government (2013). Technical Support Document: - Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis - Under Executive Order 12866. *Interagency Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government*. Saatavilla: <<https://www.whitehouse.gov/sites/default/files/omb/assets/inforeg/technical-update-social-cost-of-carbon-for-regulator-impact-analysis.pdf>>.

- United States of America (2005). Energy Policy Act of 2005. Public Law 109–58—Aug. 8, 2005. Saatavilla: <[http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/http://energy.gov/sites/prod/files/2013/10/f3/epact\\_2005.pdf](http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/http://energy.gov/sites/prod/files/2013/10/f3/epact_2005.pdf)>.
- Valtioneuvoston kanslia (2009). Valtioneuvoston tulevaisuusselonteko ilmasto- ja energiapolitiikasta: kohti vähäpäästöistä Suomea. *Valtioneuvoston kanslian julkaisusarja 28/2009*.
- van Kooten, G. C. (2011). Economic Analysis of Feed-in Tariffs for Generating Electricity from Renewable Energy Sources. *University of Victoria, Department of Economics, Resource Economics & Policy Analysis Research Group*.
- Wan, Y. & H. J. Green (1998). Current Experience With Net Metering Programs. Presented at Windpower '98, Bakersfield, CA USA, April 27 - May 1, 1998. Saatavilla: <[http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/resources/pdfs/current\\_nm.pdf](http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/resources/pdfs/current_nm.pdf)>.
- Weissman, S. & N. Johnson (2012). The Statewide Benefits Of Net-Metering In California. *Berkley-Law University of California Center for Law, Energy & the Environment*.
- Yamamoto, Y. (2012). Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. *Solar Energy* 86(9), 2678–2685.

# Elektroniset lähteet

- Ahola, J. (2013). Aurinkovoima törmää väärin luuloihin. Lappeenranta University of Technology. Saatavilla: <[http://www.lut.fi/uutiset/-/asset\\_publisher/h33vOeufOQWn/content/aurinkovoima-tormaa-vaariin-luuloihin](http://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/aurinkovoima-tormaa-vaariin-luuloihin)> [Vierailtu 20.1.2015].
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Saatavilla: <[http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2013.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=13](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=13)> [Vierailtu 20.2.2015].
- Denmark (2012). Denmark reaches 2020-goal for solar energy before time. Ministry of Foreign Affairs of Denmark. Saatavilla: <<http://um.dk/en/news/newsdisplaypage/?newsid=25147b44-3dce-4647-8788-ad9243c22df2>> [Vierailtu 30.5.2015].
- Deutsche Bank (2015). Deutsche Bank's 2015 solar outlook: accelerating investment and cost competitiveness. Saatavilla: <<https://www.db.com/cr/en/concrete-deutsche-banks-2015-solar-outlook.htm>> [Vierailtu 15.5.2015].
- Eddy, M. & S. Reed (2013). Germany's Effort at Clean Energy Proves Complex. New York Times, 18.9.2013. Saatavilla: <<http://www.nytimes.com/2013/09/19/world/europe/germanys-effort-at-clean-energy-proves-complex.html>> [Vierailtu 24.2.2015].
- Energiateollisuus ry (2014). Mistä sähkön hinta muodostuu? Saatavilla: <<http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkon-hinta-ja-sopimukset/mista-sahkon-hinta-muodostuu>> [Vierailtu 14.1.2015].
- Energiavirasto (2015). Hintatilastot. Saatavilla: <[www.sahkonhintafi.fi](http://www.sahkonhintafi.fi)> [Vierailtu 21.1.2015].
- Energimyndigheten (2015a). Stark utveckling och sjunkande priser för solceller. Saatavilla: <<http://www.energimyndigheten.se/Press/Nyheter/Stark-utveckling-och-sjunkande-priser-for-solceller/>> [Vierailtu 3.5.2015].
- Energimyndigheten (2015b). Stöd för installation av solceller, månadsrapport mars 2015. Saatavilla: <[https://www.energimyndigheten.se/Global/Forskning/M%C3%A5nadsrapport%20solcellsst%C3%B6d/SOLEL%20m%C3%A5nadsstatistik\\_mars15.pdf](https://www.energimyndigheten.se/Global/Forskning/M%C3%A5nadsrapport%20solcellsst%C3%B6d/SOLEL%20m%C3%A5nadsstatistik_mars15.pdf)> [Vierailtu 3.5.2015].
- Energimyndigheten (2015c). Stöd till solceller. Saatavilla: <<https://www.energimyndigheten.se/Hushall/Aktuella-bidrag-och-stod-du-kan-soka/Stod-till-solceller/>> [Vierailtu 3.5.2015].
- Energimyndigheten (2015d). Svensk sammanfattning av IEA-PVPS National Survey Report of PV power applications in Sweden 2014. Saatavilla: <<https://www.energimyndigheten.se/Global/Press/Pressmeddelanden/Sammanfattning%20av%20IEA-PVPS%20svenska%20solcellsrapport.pdf>> [Vierailtu 2.5.2015].

- EpexSpot (2015). European Power Exchange -verkkosivu. Saatavilla: <<http://www.epexspot.com/en/>> [Vierailtu 23.2.2015].
- Eurobserv'er (2014). Photovoltaic barometer. Saatavilla: <[http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat\\_baro/observ/baro-jdp11\\_en.pdf](http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro-jdp11_en.pdf)> [Vierailtu 19.1.2015].
- European Commission (2013). Taxation: Commission takes the UK to Court over reduced VAT rate. Press release, Brussels, 21.2.2013. Saatavilla: <[http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-13-139\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-139_en.htm)> [Vierailtu 23.5.2015].
- Fingrid (2015). Sähkön kulutus ja tuotanto. Saatavilla: <<http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/kulutus-ja-tuotanto/Sivut/default.aspx>> [Vierailtu 2.5.2015].
- Fortum (2014). Yksityisasiakkaat – sähkösojimus. Saatavilla: <<http://www.fortum.com/countries/fi/yksityisasiakkaat/sahkosojimus/fortum-tarkka/pages/default.aspx>> [Vierailtu 14.1.2015].
- Fortum (2015). Kodin oman sähköntuotannon tulot ja menot. Saatavilla: <<http://www.fortum.com/countries/fi/yksityisasiakkaat/energiansaasto/sahkon-pientuotanto/hinnastot/pages/default.aspx>> [Vierailtu 12.3.2015].
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (2013). Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany 2013. Saatavilla: <<http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/boersenstrompreise-und-stromproduktion-2013.pdf>> [Vierailtu 23.2.2015].
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (2014). Electricity production from solar and wind in Germany in 2013. Saatavilla: <<http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2013.pdf>> [Vierailtu 27.1.2015].
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (2015). Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Viimeisin päivitys 7.1.2015. Saatavilla: <<http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>> [Vierailtu 7.3.2015].
- Great Britain (2015b). VAT on energy-saving products. Saatavilla: <<https://www.gov.uk/tax-on-shopping/energy-saving-products>> [Vierailtu 26.2.2015].
- Hakkarainen, J. (2013). Sähköprofessori: Aurinkovoimalle uusiutuvan energian tukea. Yleisradio. Saatavilla: <[http://yle.fi/uutiset/sahkoprofessori\\_aurinkovoimalle\\_uusiutuvan\\_energian\\_tukea/6663056](http://yle.fi/uutiset/sahkoprofessori_aurinkovoimalle_uusiutuvan_energian_tukea/6663056)> [Vierailtu 20.1.2015].
- Heiskanen, H. (2015). Aasia ajaa Euroopan ohi uusiutuvassa energiassa. Yleisradio. Saatavilla: <[http://yle.fi/uutiset/aasia\\_ajaa\\_euroopan\\_ohi\\_uusiutuvassa\\_energiassa/7735318](http://yle.fi/uutiset/aasia_ajaa_euroopan_ohi_uusiutuvassa_energiassa/7735318)> [Vierailtu 20.1.2015].

- Helsingin Energia (2015). Suvilahden aurinkovoimala. Helsingin Energian verkkoivut. Saatavilla: <<https://www.helen.fi/aurinkovoimalat/suvilahti/>> [Vierailtu 16.5.2015].
- Huld, T. & E. D. Dunlop (2014). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). *European Comission Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport*. Saatavilla: <<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>> [Vierailtu 23.1.2015].
- Hyvönen, R. & A. Lindfors (2014). Östersundomin aurinkosäteilyn mittaustuloksien muunto 40 asteen pinnalle. Sähköpostiviesti tekijälle 17.3.2015. Tiedot tekijän [matti.kahola@gmail.com] hallussa.
- John Vidal (2014). UK and Germany break solar power records. *The Guardian* Saatavilla: <<http://www.theguardian.com/environment/2014/jun/23/uk-and-germany-break-solar-power-records>> [Vierailtu 29.1.2015].
- Kitzing, L. (2013). Chill winds at Borgen – Can the Danish government agree on how to handle solar power? Saatavilla: <<http://blogs.exeter.ac.uk/energy/2013/06/20/chill-winds-at-borgen-can-the-danish-government-agree-on-how-to-handle-solar-power/>> [Vierailtu 3.5.2015].
- Koskinen, P. (2015). Tanska näyttää tietä, Suomi pyristelee perässä. Yleisradio. Saatavilla: <[http://yle.fi/uutiset/tanska\\_nayttaa\\_tieta\\_suomi\\_pyristelee\\_perassa/7735698](http://yle.fi/uutiset/tanska_nayttaa_tieta_suomi_pyristelee_perassa/7735698)> [Vierailtu 20.1.2015].
- Mäntymaa, M. (2015). Huippuprofessorit näkevät energiateknologian lääkkeenä Suomen kasvuun — ”ja samalla pelastetaan se maailma”. Yleisradio. Saatavilla: <[http://yle.fi/uutiset/huippuprofessorit\\_nakevat\\_energiateknologian\\_laakkeena\\_suomen\\_kasvuun\\_ja\\_samalla\\_pelastetaan\\_se\\_maailma/8002466](http://yle.fi/uutiset/huippuprofessorit_nakevat_energiateknologian_laakkeena_suomen_kasvuun_ja_samalla_pelastetaan_se_maailma/8002466)> [Vierailtu 24.5.2015].
- Motiva (2015). CO<sub>2</sub>-päästökertoimet. Saatavilla: <[http://www.motiva.fi/taustatietoa/energian kaytto\\_suomessa/co2-laskentaohje\\_energiankulutuksen\\_hiilidioksidipaastojen\\_laskentaan/co2-paastokertoimet](http://www.motiva.fi/taustatietoa/energian kaytto_suomessa/co2-laskentaohje_energiankulutuksen_hiilidioksidipaastojen_laskentaan/co2-paastokertoimet)> [Vierailtu 10.5.2015].
- N.C. Clean Energy Technology Center (2015). Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. Saatavilla: <<http://www.dsireusa.org/>> [Vierailtu 3.3.2015].
- Nord Pool Spot (2014). Day-ahead market. Saatavilla: <<http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/>> [Vierailtu 17.1.2015].
- Nousiainen, M. (2014). Vain globaali energiavallankumous pelastaa ilmaston. Suomen akatemia. Saatavilla: <<http://www2.aka.fi/fi/T/Tiede uutiset2/Tata-tutkimme/Vain-globaali-energiavallankumous-pelastaa-ilmaston/>> [Vierailtu 20.1.2015].
- Ofgem (2011). Feed-in Tariff Table 1 August 2011. Saatavilla: <<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58924/feed-tariff-table-1-august-2011.pdf>> [Vierailtu 27.2.2015].

- Ofgem (2013). Feed-in Tariff Payment Rate Table for Photovoltaic Eligible Installations for FIT Year 4 (2013/14). Saatavilla: <<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58941/fit-tariff-table-1-april-2013-pv-only.pdf>> [Vierailtu 27.2.2015].
- Ofgem (2014a). Feed-in Tariff Levelisation Report April to June 2014. Saatavilla: <<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-levelisation-report-april-june-2014>> [Vierailtu 1.5.2015].
- Ofgem (2014b). Feed-in Tariff Levelisation Report January to March 2014. Saatavilla: <<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-levelisation-report-january-march-2014>> [Vierailtu 1.5.2015].
- Ofgem (2015a). Charts: Outlook for costs that make up energy bills. Saatavilla: <<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/charts-outlook-costs-make-energy-bills>> [Vierailtu 1.3.2015].
- Ofgem (2015b). Feed-in Tariff (FIT) Levelisation Report October to December 2014. Saatavilla: <<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-fit-levelisation-report-october-december-2014>> [Vierailtu 1.5.2015].
- Ofgem (2015c). Feed-in Tariff (FIT) scheme. Saatavilla: <<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/feed-tariff-fit-scheme>> [Vierailtu 3.5.2015].
- Ofgem (2015d). Feed-in Tariff Levelisation Report July to September 2014. Saatavilla: <<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-levelisation-report-july-september-2014>> [Vierailtu 1.5.2015].
- Ofgem (2015e). Feed-in Tariff Scheme: Tariff Table 1 April 2015 PV Only. Saatavilla: <<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-scheme-tariff-table-1-april-2015-pv-only>> [Vierailtu 27.2.2015].
- Ofgem (2015f). Feed-in Tariff Scheme: Tariff Table 1 January 2015 PV Only. Saatavilla: <<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-scheme-tariff-table-1-january-2015-pv-only>> [Vierailtu 27.2.2015].
- Ofgem (2015g). Feed-In Tariffs: Commissioned Installations by Month. Saatavilla: <<https://www.gov.uk/government/statistics/monthly-small-scale-renewable-deployment>> [Vierailtu 27.2.2015].
- Oulun kaupungin rakennusvalvonta (2014). Aurinko sähkön valintaohje. Saatavilla: <<http://www.ouka.fi/documents/486338/4bc60c54-c531-46bc-9a78-c60fa6e8f362>> [Vierailtu 11.3.2015].
- Pieter, T. & R. Keeling (2014). Trends in Atmospheric Carbon Dioxide. Scripps Institution of Oceanography. Saatavilla: <<http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/>>.
- PricewaterhouseCoopers LLP (2014). Two degrees of separation: ambition and reality. Saatavilla: <<http://www.pwc.co.uk/assets/pdf/low-carbon-economy-index-2014.pdf>> [Vierailtu 26.4.2015].



- Puikkonen, H. (2015). Sähkölasku ja hiilijalanjälki pienenevät aurinkosähköllä. Yleisradio. Saatavilla: <[http://yle.fi/uutiset/sahkolasku\\_ja\\_hiilijalanjalki\\_pienenevat\\_aurinkosahkolla/7878350](http://yle.fi/uutiset/sahkolasku_ja_hiilijalanjalki_pienenevat_aurinkosahkolla/7878350)> [Vierailtu 24.5.2015].
- PV Grid Project (2015). PV Grid Database. Saatavilla: <<http://www.pvgrid.eu/home.html>> [Vierailtu 4.3.2015].
- Randall, T. (2015). Fossil Fuels Just Lost the Race Against Renewables. Bloomberg. Saatavilla: <<http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-04-14/fossil-fuels-just-lost-the-race-against-renewables>> [Vierailtu 2.5.2015].
- Renewable Energy Policy Network for the 21 Century (2014). Renewables 2014 Global Status Report. Saatavilla: <[http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014\\_full%20report\\_low%20res.pdf](http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf)> [Vierailtu 31.1.2015].
- RES Legal Europe (2015). Legal Sources on Renewable Energy. Saatavilla: <<http://www.res-legal.eu/home/>> [Vierailtu 4.3.2015].
- Seel, J., G. Barbose, & R. Wiser (2013). Why Are Residential PV Prices in Germany So Much Lower Than in the United States? Lawrence Berkeley National Laboratory. Saatavilla: <<http://emp.lbl.gov/sites/all/files/german-us-pv-price-ppt.pdf>> [Vierailtu 25.2.2015].
- SITRA (2015). Ilmastobarometri 2015. Saatavilla: <<http://www.ym.fi/download/noname/%7B22C22786-B04F-464B-8640-87DE9349C365%7D/108389>>.
- Solar Energy Industries Association (2015). California Solar. Solar Energy Industries Association website. Saatavilla: <<http://www.seia.org/state-solar-policy/california>> [Vierailtu 6.5.2015].
- State of California (2015). Program Totals by Administrator. State of California, California Energy Commission & California Public Utilities Commission. GoSolarCalifornia website. Saatavilla: <[https://www.californiasolarstatistics.ca.gov/reports/agency\\_stats/](https://www.californiasolarstatistics.ca.gov/reports/agency_stats/)> [Vierailtu 6.5.2015].
- Suomen Pankki (2015). Suomen valtion viitelainojen korot. Saatavilla: <[http://www.suomenpankki.fi/fi/tilastot/korot/pages/tilastot\\_arvopaperimarkkinat\\_velkapaperit\\_viitelainojen\\_korot\\_fi.aspx](http://www.suomenpankki.fi/fi/tilastot/korot/pages/tilastot_arvopaperimarkkinat_velkapaperit_viitelainojen_korot_fi.aspx)> [Vierailtu 3.4.2015].
- Tahkokorpi, M. (2015). Aurinkoenergiajärjestelmien hintayhteenveto. Saatavilla: <[https://laicahanke.files.wordpress.com/2014/11/aurinkosc3a4hkc3b6jc3a4rjestelmien\\_hintayhteenveto\\_11032015.pdf](https://laicahanke.files.wordpress.com/2014/11/aurinkosc3a4hkc3b6jc3a4rjestelmien_hintayhteenveto_11032015.pdf)> [Vierailtu 3.4.2015].
- The European Energy Exchange (2015). EU Emission Allowances, Primary Market Auction. <<https://www.eex.com/>> [Vierailtu 24.2.2015].
- Tilastokeskus (2012). Tilastokeskuksen PX-Web-tietokannat, väestöennuste. Saatavilla: <[http://193.166.171.75/database/StatFin/vrm/vaenn/vaenn\\_fi.asp](http://193.166.171.75/database/StatFin/vrm/vaenn/vaenn_fi.asp)>.

- Tilastokeskus (2014). Energiatilasto 2013. Saatavilla: <[http://pxweb2.stat.fi/sahkoiset\\_julkaisut/energia2013/](http://pxweb2.stat.fi/sahkoiset_julkaisut/energia2013/)>.
- Tilastokeskus (2015a). Tilastokeskuksen PX-Web-tietokannat, energian hankinta ja kulutus. Saatavilla: <[http://193.166.171.75/database/statfin/ene/ehk/ehk\\_fi.asp](http://193.166.171.75/database/statfin/ene/ehk/ehk_fi.asp)>.
- Tilastokeskus (2015b). Tilastokeskuksen PX-Web-tietokannat, kuluttajahintaindeksit. Saatavilla: <[http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin\\_\\_hin\\_\\_khi/?tablelist=true](http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__hin__khi/?tablelist=true)>.
- Tilastokeskus (2015c). Tilastokeskuksen PX-Web-tietokannat, sähkön hinta kuluttajatyypeittäin. Saatavilla: <[http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin\\_\\_ene\\_\\_ehi/?tablelist=true](http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ene__ehi/?tablelist=true)>.
- Toivonen, J. (2015). Aurinkopaneelit tekevät läpimurtoa kotitalouksiin – Suomessa alkaa tänä keväänä ensimmäinen aurinkosähköbuumi. Helsingin Sanomat 15.3.2015. Saatavilla: <<http://www.hs.fi/kotimaa/a1426308051605>> [Vierailtu 16.5.2015].
- Valtion teknillinen tutkimuskeskus (2015). LIPASTO -laskentajärjestelmä. Saatavilla: <<http://lipasto.vtt.fi/index.htm>> [Vierailtu 10.5.2015].
- Vantaan Energia (2015). Vantaan Energia Sähköverkot Oy on mukana edistämässä sähkön pientuotantoa. Vantaanenergia.fi 2.2.2015 12:00. Saatavilla: <<http://www.vantaanenergia.fi/fi/TietoaKonsernista/uutiset2015/Sivut/sahkonpientuotanto.aspx>> [Vierailtu 11.3.2015].
- Verohallinto (2015). Maksu työn tekijälle. Saatavilla: <[http://www.vero.fi/fi-FI/Henkiloasiakkaat/Kotitalousvahennys/Maksu\\_tyon\\_tekijalle\(9221\)](http://www.vero.fi/fi-FI/Henkiloasiakkaat/Kotitalousvahennys/Maksu_tyon_tekijalle(9221))> [Vierailtu 11.3.2015].
- Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (2014). Geïnstalleerd vermogen en aantal groenestroominstallaties per provincie. Saatavilla: <[http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/statistieken/groene\\_stroom/20140901-gsc\\_-\\_vermogen\\_en\\_aantal\\_installaties\\_per\\_provincie\\_30-06-2014.pdf](http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/statistieken/groene_stroom/20140901-gsc_-_vermogen_en_aantal_installaties_per_provincie_30-06-2014.pdf)> [Vierailtu 25.1.2015].
- WWF Suomi (2014). Aurinkoenergia kotitalouksille ja taloyhtiöille kannattavaksi. Alexander Stubbille 28.4.2014 luovutettu kannanotto. Saatavilla: <<http://www.wwf.fi/mediabank/6662.pdf>> [Vierailtu 20.1.2015].

# Liitteet

## Kassavirtalaskelma, 2 kWp järjestelmä

Vuosi->	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Investointikustannukset</b>													
Laitteisto veroton	-2742												
Laitteiston ALV	-658												
Suunnittelu & Asennus	-1500												
Kotitalousvähennys	575												
Inverterin uusiminen													
<b>Tulot / säästöt</b>													
Säästö sähkölaskussa		153	153	152	151	150	150	149	148	147	147	146	145
Verkkoon myyty sähkö		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	17
<b>Vuotuinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-4325	172	171	170	169	168	168	167	166	165	164	164	163
Diskontattu	-4325	169	164	160	156	153	149	145	142	138	135	131	128
<b>Kumulatiivinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-4325	-4153	-3982	-3812	-3643	-3474	-3306	-3140	-2974	-2808	-2644	-2481	-2318
Diskontattu	-4325	-4156	-3992	-3832	-3675	-3523	-3374	-3229	-3087	-2949	-2814	-2682	-2554

Vuosi->	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<b>Investointikustannukset</b>													
Laitteisto veroton													
Laitteiston ALV													
Suunnittelu & Asennus													
Kotitalousvähennys													
Inverterin uusiminen -800													
<b>Tulot / säästöt</b>													
Säästö sähkölaskussa	144	144	143	142	142	141	140	140	139	138	137	137	136
Verkkoon myyty sähkö	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	16	16
<b>Vuotuinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-638	161	160	159	159	158	157	156	156	155	154	153	152
Diskontattu	-493	122	119	116	113	111	108	105	103	100	98	95	93
<b>Kumulatiivinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-2 956	-2 795	-2 635	-2 475	-2 317	-2 159	-2 002	-1 845	-1 690	-1 535	-1 381	-1 228	-1 076
Diskontattu	-3 047	-2 925	-2 806	-2 690	-2 577	-2 466	-2 358	-2 253	-2 151	-2 051	-1 953	-1 858	-1 765

# Kassavirtalaskelma, 3 kWp järjestelmä

Vuosi->	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Investointikustannukset</b>													
Laitteisto veroton	-3 992												
Laitteiston ALV	-958												
Suunnittelu & Asennus	-1 650												
Kotitalousvähennys	643												
Inverterin uusiminen													
<b>Tulot / säästöt</b>													
Säästö sähkölaskussa		181	180	179	178	177	176	175	175	174	173	172	171
Verkkoon myyty sähkö		42	41	41	41	41	41	40	40	40	40	40	39
<b>Vuotuinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-5 958	222	221	220	219	218	217	216	215	214	213	212	210
Diskontattu	-5 958	218	213	207	202	197	193	188	183	179	174	170	166
<b>Kumulatiivinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-5 958	-5 735	-5 514	-5 294	-5 075	-4 857	-4 640	-4 424	-4 209	-3 996	-3 783	-3 571	-3 361
Diskontattu	-5 958	-5 739	-5 527	-5 319	-5 117	-4 919	-4 727	-4 539	-4 356	-4 177	-4 003	-3 832	-3 667

Vuosi->	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<b>Investointikustannukset</b>													
Laitteisto veroton													
Laitteiston ALV													
Suunnittelu & Asennus													
Kotitalousvähennys													
Inverterin uusiminen	-1 133												
<b>Tulot / säästöt</b>													
Säästö sähkölaskussa	170	169	169	168	167	166	165	164	164	163	162	161	160
Verkkoon myyty sähkö	39	39	39	39	38	38	38	38	38	37	37	37	37
<b>Vuotuinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-924	208	207	206	205	204	203	202	201	200	199	198	197
Diskontattu	-714	158	154	150	147	143	139	136	133	129	126	123	120
<b>Kumulatiivinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-4 285	-4 077	-3 869	-3 663	-3 458	-3 253	-3 050	-2 848	-2 647	-2 447	-2 248	-2 049	-1 852
Diskontattu	-4 381	-4 223	-4 069	-3 919	-3 772	-3 629	-3 489	-3 353	-3 221	-3 091	-2 965	-2 842	-2 722

# Kassavirtalaskelma, 5 kWp järjestelmä

Vuosi->	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Investointikustannukset</b>													
Laitteisto veroton	-5 726												
Laitteiston ALV	-1 374												
Suunnittelu & Asennus	-1 950												
Kotitalousvähennys	778												
Inverterin uusiminen													
<b>Tulot / säästöt</b>													
Säästö sähkölaskussa	219	218	217	216	215	214	213	212	211	210	208	207	
Verkkoon myyty sähkö	92	92	91	91	91	90	90	89	89	88	88	87	
<b>Vuotuinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-8 273	312	310	308	307	305	304	302	301	299	298	296	295
Diskontattu	-8 273	305	298	291	284	277	270	263	257	250	244	238	232
<b>Kumulatiivinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-8 273	-7 961	-7 651	-7 343	-7 036	-6 730	-6 427	-6 124	-5 823	-5 524	-5 226	-4 930	-4 635
Diskontattu	-8 273	-7 967	-7 669	-7 378	-7 095	-6 818	-6 549	-6 285	-6 029	-5 778	-5 534	-5 296	-5 063

Vuosi->	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<b>Investointikustannukset</b>													
Laitteisto veroton													
Laitteiston ALV													
Suunnittelu & Asennus													
Kotitalousvähennys													
Invertterin uusiminen	-1 333												
<b>Tulot / säästöt</b>													
Säästö sähkölaskussa	206	205	204	203	202	201	200	199	198	197	196	195	194
Verkkoon myyty sähkö	87	87	86	86	85	85	84	84	84	83	83	82	82
<b>Vuotuinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-1 040	292	290	289	288	286	285	283	282	280	279	278	276
Diskontattu	-804	221	216	210	205	200	195	191	186	181	177	173	168
<b>Kumulatiivinen kassavirta</b>													
Nominaalinen	-5 675	-5 383	-5 093	-4 804	-4 516	-4 230	-3 946	-3 662	-3 381	-3 100	-2 821	-2 544	-2 267
Diskontattu	-5 867	-5 646	-5 430	-5 220	-5 014	-4 814	-4 619	-4 428	-4 242	-4 061	-3 884	-3 711	-3 543